

Universität Stuttgart
Institut für Feuerungs-
und Kraftwerkstechnik



Fraunhofer
IEE

Analyse von Strukturoptionen zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit (INTEEVER)

Schlussbericht

BMWi – FKZ 03ET4020 A-C

im Rahmen des 6. Energieforschungsprogrammes der Bundesregierung

Verbundpartner:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
Institut für Technische Thermodynamik (TT), Abteilung Energiesystemanalyse

Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK),
Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik

Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE),
Abteilung Netzplanung und Netzbetrieb

Bearbeiter:

Karl-Kiên Cao, Thomas Pregger, Yvonne Scholz, Hans Christian Gils, Kristina Nienhaus,
Marc Deissenroth, Christoph Schimeczek (DLR)

Niclas Krämer, Benjamin Schober, Hendrik Lens (IFK)

Tanja Kneiske, Basem Idlbi (IEE)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Stuttgart und Kassel, 14. Januar 2019

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die Verantwortlichkeiten sind in Kapitelüberschriften den Verbundpartnern jeweils zugeordnet und mit der Abkürzung der Institutsbezeichnungen gekennzeichnet. Insoweit nicht anders gekennzeichnet, gelten für Unterkapitel die gleichen Verantwortlichkeiten wie in den Hauptkapiteln. Die nicht gekennzeichneten Kapitel wurden gemeinsam erarbeitet.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung und Zielsetzung.....	1
2	Übersicht zur methodischen Vorgehensweise.....	3
2.1	Generelle Methodik der szenariobasierten Analyse	3
2.2	Bewertungsindikatoren auf Systemebene	7
2.3	Perspektiven dezentraler Stromspeicher.....	9
3	Szenarienrahmen und Datengrundlagen	11
3.1	Rahmenannahmen für die Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland und Europa ^(DLR)	11
3.2	Szenarien des Energiebedarfs ^(DLR)	15
3.3	Ableitung von zukünftigen Lastprofilen ^(DLR)	17
3.4	Technologieentwicklung und technisch-ökonomische Parameter ^(DLR)	19
3.5	Datengrundlage Übertragungsnetz ^(IFK)	23
3.6	Datengrundlage Verteilnetz ^(IEE)	27
3.7	Datengrundlage für agentenbasierte Speichereinsatzsimulationen ^(DLR)	28
4	Modellierung	29
4.1	Modellbeschreibungen.....	29
4.2	Modellentwicklungen.....	39
4.3	Modellkopplung ^(DLR)	45
5	Szenarien des Kraftwerksparks in Europa ^(DLR)	50
5.1	Konventionelle Kraftwerke	51
5.2	Erneuerbare Energien	53
5.3	Stromtransportnetz.....	56
5.4	Sektorenkopplung.....	56
5.5	Szenarien und Szenariovarianten.....	57
5.6	Sensitivitäten.....	64
6	Ergebnisdarstellung und -diskussion	65
6.1	Transportnetzmodell ^(IFK)	65
6.2	Szenarienmodellierungen ^(DLR)	71
6.3	Modellierungen des Verteilnetzes ^(IEE)	109
6.4	Modellierungen von Speichereinsatzstrategien auf dem deutschen Strommarkt ^(DLR)	125
7	Diskussion, Schlussfolgerungen und Ausblick	132
7.1	Fazit der Modellierungen	132
7.2	Weitergehender Forschungsbedarf.....	139
8	Glossar.....	143
8.1	Abkürzungsverzeichnis.....	143
8.2	Begriffe und Definitionen	144
9	Referenzen	148
A.	Datenprozessierung und vertiefte Modellkopplung.....	154
A1	Gesamtsystemoptimierung.....	154
A2	Verteilnetzmodellierung.....	159
A3	Agentenbasierte Modellierung.....	161
B.	Datenblätter.....	163
B1	Erzeugungstechnologien	163
B2	Speichertechnologien.....	167
B3	Stromübertragungstechnologien	168
B4	Kraftwerksparks der Szenarien.....	169
B5	Jahresstrombedarf in den Szenarien	176

1 EINLEITUNG UND ZIELSETZUNG

Der energie- und umweltpolitisch auf nationaler wie auf europäischer Ebene angestrebte starke Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert in allen Sektoren des Energiesystems einen Strukturwandel, der noch nicht ausreichend analysiert und konkretisiert ist. Die Integration großer Anteile dargebotsabhängiger, räumlich und zeitlich fluktuierender Energiequellen wird zunehmend zur Herausforderung für die Energiewirtschaft, auch aus technischer Sicht. Um fluktuierende erneuerbare Energien in das Versorgungssystem integrieren und gleichzeitig eine gleichbleibende Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, sind weitgehende Anpassungen und Ergänzungen der bestehenden Infrastrukturen erforderlich. Hierbei sind unterschiedliche technische und strukturelle Entwicklungspfade auf der Seite der Energiebereitstellung sowie bei den Verbrauchern in der Zukunft vorstellbar und im Bereich des Möglichen. Die weitgehende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr bei gleichzeitiger Umstellung der Stromerzeugung auf große Anteile an Wind- und Sonnenenergie wird dabei als eine grundsätzlich vielversprechende Strategie für die Energiewende diskutiert, die in letzter Konsequenz aber enorme Anforderungen an den Ausbau und den kosteneffizienten Betrieb des Stromsystems stellt.

Zeitlich und räumlich aufgelöste Simulationen der Stromversorgung zeigen die langfristig wichtige Rolle von Stromnetzen und Energiespeichern. Große Potenziale hat hierbei die Einbeziehung der europäischen Märkte und Energiequellen über einen weiträumigen Stromtransport. In verschiedenen Studien sind bereits szenariobasierte und modellgestützte Analysen ausgewählter Versorgungssituationen zu finden. Aufgrund der Komplexität der Modellierungsaufgabe und der hohen Sensitivität der Ergebnisse gegenüber einer Vielzahl von Annahmen besteht aber weiterhin ein großer Bedarf, mögliche mittel- bis langfristige Entwicklungspfade des deutschen Energiesystems im europäischen Stromverbund zu untersuchen und die Modelle hierzu weiterzuentwickeln. Dies gilt vor allem für die Untersuchung zukünftiger Versorgungssituationen bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien, des Einflusses von Annahmen zum zukünftigen Netzausbau auf die Simulationsergebnisse und wesentlicher Aspekte der Versorgungssicherheit und Marktintegration. Auch mögliche Wechselwirkungen zwischen großräumigem Stromtransport in Europa (z.B. aus Wind-/Wasserkraft in Nordeuropa oder Sonnenenergie in Südeuropa/Nordafrika) und der Nutzung von Energiespeichern und anderen Lastausgleichsoptionen durch Last- und Erzeugungsmanagement wurden bisher noch nicht ausreichend untersucht. Die Beurteilung der Versorgungssicherheit verlangt zudem die Analyse relevanter netzseitiger Aspekte wie Spannungs- und Frequenzhaltung im System. Vertiefende Untersuchungen zur Integration erneuerbarer Energien in die Stromnetze sind dabei sowohl auf der Ebene des Übertragungsnetzes (Hoch-/Höchstspannung) als auch unter Einbeziehung der Restriktionen des Verteilnetzes erforderlich. Da die fluktuierende Wind- und PV-Erzeugung wie auch Lastausgleichsoptionen zu einem Großteil im Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen sind bzw. sein werden, sind begrenzende oder mit einer zentralen Optimierungsstrategie konkurrierende Aspekte auf Verteilnetzebene in der Untersuchung volkswirtschaftlich kosteneffizienter Infrastrukturentwicklungen zu berücksichtigen.

In diesem Kontext hatte das Projekt INTEEVER das übergeordnete Ziel, die Rolle von Strukturoptionen¹ im zukünftigen Energiesystem auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene mithilfe eines integrativen Ansatzes zu untersuchen. Die Analysen erfolgten schwerpunktmäßig im Hinblick auf die Rolle von Energiespeichern, Stromnetzen sowie Last- und Erzeugungsmanagement bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung. Neue Verbraucher wie Elektro- und Wasserstofffahrzeuge, Wärmepumpen und Elektroheizer zur Überschussstromnutzung sowie flexibilisierte, steuerbare zentrale und dezentrale KWK-Anlagen sind in dieser Untersuchung mit berücksichtigt. Eine wesentliche Grundlage für die Untersuchungen sind Langfristszenarien der Energieversorgung, die weitgehend basierend auf existierenden Studien als konsistente Eingangsdaten in den eingesetzten Modellen abgebildet wurden. Mit zeitlich und räumlich aufgelösten Modellierungen der zukünftigen Stromversorgung wurden die Perspektiven und Kosten der Infrastrukturoptionen anhand von volkswirtschaftlich kostenminimierten Szenarien untersucht und bewertet. Methodischer Kern ist hier der Austausch von Daten zwischen einem knotenscharfen Transportnetzmodell und einem linearen Bottom-Up-Energiesystemmodell. Für ein ausgewähltes Szenario wurden auf der Ebene der Verteilnetzmodellierung die Wechselwirkung des Speichereinsatzes mit anderen Flexibilitätsoptionen und resultierende Effekte auf die Spannungshaltung untersucht. Ein weiteres Projektziel war die Untersuchung der ökonomischen Perspektiven einer ausgewählten Flexibilitätsoption mit einem agentenbasierten Simulationsmodell. Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung zeigen die Auswirkungen unterschiedlicher Speichereinsatzstrategien auf die Strompreise, die Marktwerte der Erneuerbaren sowie die Systemkosten der Stromerzeugung. Im Ergebnis wurden aus den unterschiedlichen Betrachtungsperspektiven „Gesamtsystem“, „Transportnetz“, „Verteilnetz“ und „Akteure in der Energiewirtschaft“ Aussagen zu den methodischen Randbedingungen entsprechender Modell- bzw. Methodenkopplungen sowie inhaltlich zur zukünftigen Rolle von Flexibilitätsoptionen wie Stromspeicher abgeleitet.

¹ Im Folgenden auch als „Lastausgleichsoptionen“ oder „Flexibilitätsoptionen“ bezeichnet.

2 ÜBERSICHT ZUR METHODISCHEN VORGEHENSWEISE

Die Verbundpartner DLR, IFK und IEE bündeln für das Vorhaben ihre Expertisen in den Bereichen der Szenarioanalysen und der Modellierung von Stromversorgungssystemen. Im Vorhaben wurden hinsichtlich Perspektive und Bilanzraum unterschiedliche modellgestützte Systembetrachtungen durchgeführt, die in konsistenter Weise erfolgen. Hierzu wurden vorab einheitliche Annahmen, wie beispielsweise zu einzelnen techno-ökonomischen Entwicklungspfaden, für die Analysen festgelegt. Darüber hinaus wurde wie nachfolgend beschrieben eine gemeinsame Vorgehensweise der Modellierungen erarbeitet und Schnittstellen für den Datenaustausch definiert.

2.1 GENERELLE METHODIK DER SZENARIOBASierten ANALYSE

Zur Analyse zukünftiger Versorgungssituationen im deutschen und europäischen Energieversorgungssystem werden zunächst Szenarien entwickelt, welche die Energienachfragen und die Erzeugungsstrukturen und hierbei insbesondere die Nennleistung² und Verteilung der Technologien des Kraftwerksparks vorgeben. Diese Informationen gehen zusammen mit Annahmen des zukünftigen Energiebedarfs im Strom-, Wärme- und Transportsektor als Eingangsdaten in die Modellierung ein. Deren Ziel ist die Ermittlung der benötigten Technologien zum Ausbalancieren von Nachfrage und Erzeugung in einem Energiesystem, das auf hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung basiert. Da zur Bereitstellung der hier benötigten Systemflexibilität eine Vielzahl an technologischen Optionen in Frage kommt, werden diese Technologien¹ mittels einer modellbasierten Ausbauplanung in Konkurrenz zueinander gesetzt.

Ein wesentlicher Aspekt ist hierbei der Netzausbau, der die Höhe des möglichen Stromtransports innerhalb eines Verbundnetzes bedingt. Dieser steht als technologische Option zur räumlichen Verschiebung von Erzeugungsleistung (räumliche Lastausgleichsoption) in Konkurrenz zu zeitlichen Lastausgleichsoptionen, die im Wesentlichen durch unterschiedliche Formen der Speicherung von Energie oder Lastmanagement (Demand Side Management, DSM) repräsentiert werden.

In Anlehnung an [1] und [4] wird eine Methodik angewendet, die auf der Kombination einer Strommarktmodellierung mit Leistungsflusssimulationen basiert. Die für die Strommarktmodellierung durchzuführende multiregionale Kraftwerkseinsatzoptimierung wird dabei einerseits ergänzt durch die Kopplung des Stromsektors an den Wärme- und Verkehrssektor und andererseits durch eine zusätzliche Ausbauplanung für Lastausgleichsoptionen. Diese Vorgehensweise ermöglicht die Ermittlung von Szenarien des zukünftigen Netz- und Speicherausbaus aus einer makroökonomischen Perspektive. Eine Übersicht der hier eingesetzten, grundsätzlichen Vorgehensweise ist in Abbildung 1 aufgezeigt. Die Modellierung unterteilt sich dabei in die vier **Untersuchungsschwerpunkte** Kraftwerksausbauplanung (A), Kraftwerkseinsatz und Ausbauplanung von Lastausgleichsoptionen (B), Leistungsflusssimulation (C) und agentenbasierte Simulation des Speichereinsatzes im Strommarkt (D).

² im Folgenden auch als „Erzeugungskapazität“ bezeichnet

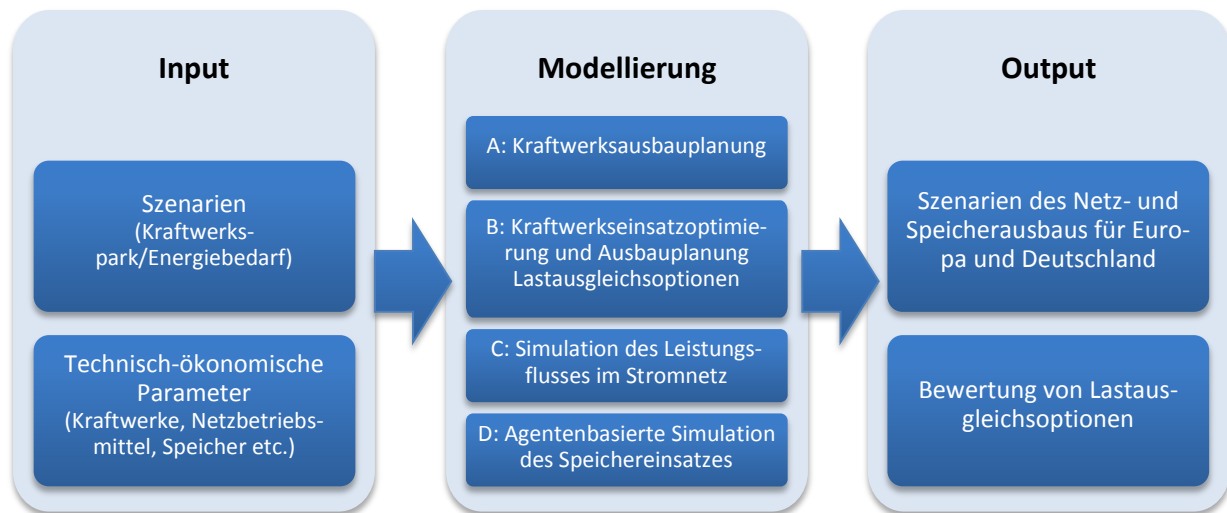


Abbildung 1: Generelle Methodik und Untersuchungsschwerpunkte

Letztere ergänzt die Bewertung der Lastausgleichsoptionen um eine mikroökonomische Perspektive mit Fokus auf unterschiedliche Betriebsstrategien sowie die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass der Kraftwerkseinsatz und die sich aus der Ausbauplanung ergebenden Investitionen von verschiedenen Akteuren getätigt werden müssen. Um bewerten zu können, inwieweit sich dies vom optimierten Einsatz unterscheidet und unter verschiedenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich darstellbar ist, liefert die agentenbasierte Simulation eine beispielhafte Analyse hinsichtlich des deutschen Strommarkts.

Die resultierende Methodik adressiert vornehmlich den makro- bzw. überregionalen Bedarf an Lastausgleichsoptionen innerhalb von Verbundnetzen. Dies impliziert in der Regel einen bedarfsgerechten Netzausbau auf mikroregionaler Ebene im Verteilnetz. Um die diesbezüglichen Wechselwirkungen und möglichen Kosten ebenfalls berücksichtigen zu können, erfolgt ergänzend die Untersuchung von Versorgungssituationen in exemplarischen Verteilnetzen als zusätzliche räumliche Perspektive mittels des Modells pandapowerPro. Neben den zwei ökonomischen Perspektiven ergeben sich somit, wie in Abbildung 2 aufgezeigt, unterschiedliche räumliche **Bewertungsperspektiven** für Lastausgleichsoptionen, die miteinander interagieren.



Abbildung 2: Bewertungsperspektiven

Je nach Untersuchungsschwerpunkt kommen methodisch unterschiedliche Modellierungsinstrumente zum Einsatz. Dies sind die Modelle REMix und POSIM mit nationalem und europäischem Betrachtungsraum, AMIRIS mit Blick auf den Strommarkt in Deutschland und das Modell pandapowerPro zur Simulation von einzelnen Verteilnetzen. Welche Bewertungsperspektiven bzw. Untersuchungsschwerpunkte jeweils von den genannten Modellen abgedeckt werden, ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Untersuchungsschwerpunkte und ökonomische und räumliche Bewertungsperspektiven der eingesetzten Modelle

	Makroökonomisches Idealsystem			Mikroökonomisches Akteursverhalten
	Optimierung Kraftwerkseinsatz	Ausbauplanung	Leistungsflusssimulation	Agentenbasierte Simulation
Verbundnetz	REMIX	REMIX	POSIM	
Deutschland	REMIX	REMIX	POSIM	AMIRIS
Verteilnetz		pandapowerPro	pandapowerPro	

2.1.1 DEFINITION VON MODELLREGIONEN

Die in Abbildung 3 gezeigte Darstellung bildet das gesamte geografische Untersuchungsgebiet und in dieser Form auch das Referenz-Regionenmodell³ im Projekt INTEEVER ab. Dieses umfasst die Länder der Europäischen Union (EU-27), sowie die Balkanstaaten und die nördlichsten Länder Afrikas. Für weiterführende Analysen, die auf die Bewertungsperspektive „Deutschland“ abzielen, ist Deutschland im Modell REMix in Anlehnung an [2] in 20 Regionen unterteilt. Allerdings sind diese Regionen so abgrenzt, dass sie für eine einfache Verarbeitung statistischer Daten aggregierten Landkreisen entsprechen.

Da die beteiligten Modelle unterschiedliche räumliche Bewertungsperspektiven einnehmen, müssen Daten, die zwischen den Modellen ausgetauscht werden, hinsichtlich ihrer räumlichen Auflösung aneinander angepasst werden. So ist beispielsweise in POSIM auf der einen Seite die räumliche Auflösung aufgrund der knotenscharfen⁴ Modellierung wesentlich höher als in REMix. Auf der anderen Seite wird hier nur das europäische Festland im Modell berücksichtigt. Ferner unterscheiden sich sowohl die zeitlichen Charakteristika der Daten als auch die sektorale Abdeckung in den Modellen. Die Überführung der unterschiedlichen Datenformate ist daher ein wesentlicher Bestandteil der Modellkopplung.

³ Ein Referenz-Regionenmodell+ basiert auf dem definierten Regionenmodell erweitert um einen Modellknoten für ein exemplarisches Verteilnetzgebiet.

⁴ Als Knoten (Knotenpunkte in einem Netzwerk) werden im Folgenden die Standorte von Umspannwerken im Hoch- und Höchstspannungsnetz bezeichnet. Dies stellt einen Unterschied zur räumlichen Abstraktion in der Energiesystemmodellierung dar, die sich auf Regionen, also Flächen bezieht.



Abbildung 3: Geografisches Untersuchungsgebiet und räumliche Auflösung der Energiesystemmodellierung

2.1.2 FORSCHUNGSFRAGEN

Mit dem Vorhabenziel der weitergehenden Analyse der Rolle von Lastausgleichsoptionen (im Folgenden auch mit LAO abgekürzt) im zukünftigen Energiesystem sind die Tabelle 2 genannten Forschungsfragen verbunden. Zu deren Beantwortung werden verschiedene Indikatoren herangezogen, die sich aus den Ergebnissen der Anwendung der vorgestellten Modelle ergeben. Diese werden im weiteren Projektverlauf zur Darstellung der Ergebnisse verwendet. In Tabelle 2 sind die Forschungsfragen den jeweils berechneten Indikatoren zugeordnet.

Tabelle 2: Zuordnung der Forschungsfragen zu Indikatoren

Forschungsfrage	Indikator (Modell)
1. Welches Einsatzpotenzial haben unterschiedliche Lastausgleichsoptionen für eine kostenminimierte Stromversorgung in Deutschland & Europa?	<ul style="list-style-type: none"> Vergleich der Zubauleistung und Volllaststunden von LAO für verschiedene Szenarien
2. Welchen Einfluss hat dabei die Methodik der Abbildung von netzseitigen Aspekten auf die Ergebnisse der Stromsystemmodellierung?	<ul style="list-style-type: none"> Vergleich unterschiedlicher Modellierungsansätze zur Bestimmung von Leistungsflüssen im Energiesystemmodell
3. Welche Rolle haben insbesondere Kurzfrist-Stromspeicher zur Restlastdeckung?	<ul style="list-style-type: none"> Zubauleistung und Volllaststunden von Speichern makro- und mikroregional
4. Welche Rolle und welche ökonomischen Perspektiven haben flexible fossile Kraftwerke zur Restlastdeckung?	<ul style="list-style-type: none"> Zubauleistung von Gaskraftwerken, Auslastung der konventionellen Kraftwerke
5. Was könnte ein plausibles Netzausbauszenario für ein zielkonformes Szenario in Deutschland sein und in welcher Größenordnung liegen die Investitionen hierfür?	<ul style="list-style-type: none"> Vergleich von Zubau der Übertragungskapazitäten, Systemkosten und CO₂-Emissionen für unterschiedliche Szenarien Ermittlung stromübertragungsstrecken-spezifischer Netzausbaukosten
6. Welche netzseitigen Restriktionen und Auswirkungen der Transformation der Stromerzeugung sind zu erwarten und welche Gegenmaßnahmen existieren?	<ul style="list-style-type: none"> Ermittlung von PTDF-Matrizen und Übertragungskapazitäten für unterschiedliche Netznutzungsfälle

Forschungsfrage	Indikator (Modell)
7. Welche vereinfachenden Netzbeschränkungen auf Verteilnetzebene können für eine übergeordnete Markt- und Systemsimulation abgeleitet werden?	<ul style="list-style-type: none"> • Netzausbaukosten im Verteilnetz • Durch dezentrale Stromerzeugung bedingte Mindest-Zubauleistung von Speichern zur Spannungshaltung im Verteilnetz
8. Welche Betriebsstrategien der relevanten Akteure (z.B. Speicherbetreiber) sind je nach Rahmenbedingungen (Märkte, Förderinstrumente, Kraftwerkspark) zu erwarten? Wie wirkt sich dies auf das Stromsystem aus?	<ul style="list-style-type: none"> • Einsatzverhalten von Speichern unter verschiedenen Betriebsstrategien • Strompreise • Förderkosten und Erlöse unterschiedlicher Geschäftsmodelle für den Speichereinsatz

2.2 BEWERTUNGSINDIKATOREN AUF SYSTEMEBENE

Für die modellgestützte Bewertung von Lastausgleich und Versorgungssicherheit im Stromsystem werden im Vorhaben INTEEVER unterschiedliche Szenarien und Szenarienvarianten berechnet und miteinander verglichen. Die Ermittlung der hierfür relevanten Indikatoren wird im Folgenden genauer dargestellt.

2.2.1 *AUSBAU UND AUSLASTUNG VON LEISTUNGSKAPAZITÄTEN*

Im Zentrum der Analysen steht die Modellierung der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland und Europa mit dem Stromsystemmodell REMix des DLR. Mit der Modellierung wird das Wechselspiel zwischen einerseits der Stromnachfrage durch unterschiedliche Verbraucher und andererseits der Stromerzeugung aus fluktuierenden Energiequellen wie Windkraft und Sonnenenergie untersucht. Wesentliche Ergebnisparameter sind hierbei einerseits die Auslastung exogen vorgegebener Leistungskapazitäten für Stromerzeugung, -speicherung und -transport sowie die modellendogen zugebauten Leistungskapazitäten und ihr Einsatz im kostenoptimalen Fall aus System Sicht. Zubauleistungen und Volllaststunden (auch Capacity Factors) sind somit die wesentlichen Indikatoren, die sich in Abhängigkeit der angenommenen Rahmendaten aus der stündlichen und regional differenzierten Modellierung des Lastausgleichs eines zukünftigen Jahres ergeben. Des Weiteren sind die auftretenden residualen Spitzenlasten vor und nach Einsatz sämtlicher Lastausgleichsoptionen (LAO), die Abregelungen von Stromerzeugern und die zeitlichen Speicherfüllstände weitere Indikatoren, welche die zukünftige Stromversorgung charakterisieren können.

2.2.2 *VERSORGUNGSSICHERHEIT*

Als zentraler Indikator zur Analyse der Versorgungssicherheit wird in der Regel die „Loss of Load Expectation“ (LOLE) bestimmt. Zur Bewertung der Rolle von LAO kann diese für Szenarien jeweils mit und ohne Berücksichtigung von LAO ermittelt werden, um somit den Beitrag der LAO zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bestimmen zu können. Die Berechnung der LOLE kann beispielsweise in Anlehnung an die in [3] beschriebene Methodik durchgeführt werden. Hierbei sind im Wesentlichen die Stunden innerhalb eines betrachteten Szenario-Jahres mit Lastunterdeckung ausschlaggebend, die sich aus der Kraftwerkseinsatzoptimierung ergeben.

Während die Identifikation solcher Situationen über die Aktivität von Schlupfvariablen in einem optimierenden Energiesystemmodell einfach zu bewerkstelligen ist, ergibt sich für die Übertragung des zugehörigen Kraftwerkseinsatzes auf eine knotenscharfe Leistungsflusssimulation die Herausforderung, dass hierfür die Lastdeckung gewährleistet sein muss. Dies wäre gleichbeu-

tend mit einer räumlichen Zuordnung der Menge an Strom, die notwendig ist, um die Lastunterdeckung in einer bestimmten Region zu vermeiden. Es ist davon auszugehen, dass diese Zuordnung einen wesentlichen Einfluss auf das Resultat der Lastflusssimulation hat, gleichzeitig aber aufgrund mangelnder räumlich differenzierter Informationen nur weitgehend beliebig erfolgen kann. Wie im Folgenden beschrieben, wird in INTEEVER daher die Leistungskapazität von Backup-Kraftwerken als Versorgungssicherheitsindikator herangezogen.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kann angenommen werden, dass die fehlende Stromerzeugungsleistung durch Backup-Kapazitäten, typischerweise Gasturbinen, gewährleistet wird. Daraus ließe sich alternativ ein Indikator zur Bewertung der Versorgungssicherheit ableiten: die Zeitpunkte, in denen diese Gasturbinen Strom erzeugen sowie gleichzeitig die Höhe der zu deckenden residualen Last positiv ist. Im Gegensatz zu einer Analyse der LOLE zählen Gasturbinen in diesem Fall als flexible Stromerzeuger ebenfalls zu den LAO und werden folglich in die Ausbauplanung mit einbezogen. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass es in Szenarien mit Berücksichtigung von LAO in keinem Fall zur Lastunterdeckung kommen kann. Um eine Gegenüberstellung mit Szenarien ohne LAO zu ermöglichen (in Kapitel 6.2 als „REF“-Szenarien bezeichnet), muss hier ebenfalls die Ausbauplanung von Gasturbinen ermöglicht sein.

2.2.3 NETZAUSBAUKOSTEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Die Netzausbaukosten werden als Indikator zur Bewertung der Intensität des benötigten Netzausbaus in unterschiedlichen Szenarien herangezogen. Deren Berechnung ermöglicht eine plausible Abschätzung des zukünftigen Investitionsbedarfs in die Übertragungsnetzinfrastruktur. Zur Bestimmung der Netzausbaukosten werden einerseits typische Werte für die spezifischen Investitionskosten in €/ (MW km) aus der Literatur definiert und zur Parametrierung des Modells REMix verwendet. Diese werden zur modellgestützten Ermittlung von Übertragungskapazitäten im Referenz-Regionenmodell angesetzt. Darüber hinaus werden andererseits räumlich differenzierte Netzausbaukosten ermittelt (s. Kapitel 4.2.2). Beide Ansätze können im Modell REMix wahlweise zur Modellierung der Netzausbaukosten genutzt werden. Die jeweils berechneten Ergebnisse der Energiesystemmodellierung werden einander vergleichend gegenübergestellt. Ziel dieses Vergleichs ist die Abschätzung des Einflusses unterschiedlich angenommener Netzausbaukosten auf die Ergebnisse der Gesamtsystemmodellierung, insbesondere im Hinblick auf die Auslastung installierter Kraftwerksleistungen und den Bedarf an und die Auslastung von Stromspeichern und anderen Lastausgleichsoptionen.

2.2.4 WEITERGEHENDE NETZANALYSE

Zur weitergehenden Netzanalyse werden einige der in [4] genannten Kriterien verwendet. Als Grundlage der Netzanalyse erfolgt in POSIM die Leistungsflussberechnung durch das IFK. Die Ergebnisse der Simulationen werden für den stationären Zustand überprüft. Erstens betrifft dies die maximal zulässige thermische Belastung der Leitungen durch den Stromfluss, die jeweils vereinfacht als maximaler Leistungsfluss abgebildet wird. Zweitens wird überprüft, ob alle Spannungen der Netzknoten innerhalb des zulässigen Bereichs liegen.

Darüber hinaus ist bei Netzanalysen das (N-1)-Kriterium zu berücksichtigen. Dieses besagt, dass bei Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels im aktuellen Schaltzustand die verbleibenden Betriebsmittel innerhalb ihrer Belastungsgrenzen bleiben und der Netzbetrieb somit sicher aufrechterhalten werden kann. Um die Einhaltung dieses Kriteriums im operativen Betrieb sicherzustellen führen die Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig sowohl in Echtzeit als auch vor dem

physikalischen Erfüllungszeitpunkt sogenannte (N-1)-Sicherheitsrechnungen durch. Hierzu werden die Leistungsflüsse auf Basis des vorliegenden oder erwarteten Netznutzungsfalls unter Berücksichtigung des Ausfalls jeweils eines einzelnen Betriebsmittels berechnet. Diese Betriebsmittel umfassen Generatoren, Übertragungsleitungen, Transformatoren, Shunts, Gleichstromübertragungssysteme sowie Betriebsmittel zur Regelung von Leistungsflüssen. Es wird folglich eine hohe Anzahl an Leistungsflussberechnungen durchgeführt. In allen Ergebnissen müssen die oben genannten Kriterien bezüglich Leistungsflüssen und Spannungen eingehalten sein, damit das (N-1)-Kriterium erfüllt ist.

Insbesondere bei großen Netzen sind diese Sicherheitsrechnungen aufwändig. Darüber hinaus werden umfangreiche, detaillierte Informationen über die Betriebsmittel selbst, über den Schaltzustand sowie über die Ein- und Ausspeisungen von Leistung (i. W. Kraftwerke, Verteilnetze und HGÜ-Verbindungen) benötigt. Aufgrund des hohen Aufwandes von stündlichen (N-1)-Rechnungen und der dafür benötigten, oben erwähnten detaillierten Informationen können diese in INTEEVER nicht in der gleichen Weise wie bei den ÜNB im operativen Betrieb durchgeführt werden. Dennoch wird die (N-1)-Sicherheit in den durchgeführten Leistungsflussberechnungen implizit berücksichtigt, da als Basis stundenscharfe Datensätze verwendet wurden, die Informationen über die realen Netzsituationen nach dem Erfüllungszeitpunkt beinhalten. Die in INTEEVER zugrunde gelegten Netznutzungsfälle sind somit inhärent (N-1)-sicher. Darüber hinaus bildet die Begrenzung der Leistungsflüsse über Flowgates (siehe 4.1.2) die (N-1)-Sicherheit näherungsweise ab. So sind unrealistisch hohe Übertragungsleistungen, die sich unter Vernachlässigung der (N-1)-Sicherheit ergeben würden, ausgeschlossen.

2.3 PERSPEKTIVEN DEZENTRALER STROMSPEICHER

2.3.1 *ROLLE VON KURZFRISTSTROMSPEICHERN IM VERTEILNETZ*

Um den Einfluss von Speichern und der Ergebnisse einer Gesamtsystemmodellierung auf die Verteilnetzebene zu ermitteln, werden für ausgewählte Erzeugungs- und Infrastrukturszenarien und verschiedene Netzgebiete Verteilnetzanalysen durchgeführt. Hierzu werden der Einsatz und die Auslastung der Betriebsmittel untersucht und erforderliche Maßnahmen zur Spannungshaltung und Kapazitätserhöhung identifiziert. Es werden dazu am IEE zwei Schwerpunktuntersuchungen durchgeführt:

- Bei der Bestimmung der Netzausbaukosten im Verteilnetz bei der Nutzung von Batterien zur Spannungshaltung wird zunächst eine Referenzstrategie angewendet, wobei das Netz mittels klassischer Ausbaumaßnahmen (neue Übertragungsstrecken bzw. Ersatz von Transformatoren) unter Anwendung eines klassischen Planungsalgorithmus ausgebaut wird. Im Vergleich dazu wird einerseits eine vorausschauende Ausbaustrategie angewendet und andererseits die Installation netzdienlicher Speicher als weitere Ausbaumaßnahme berücksichtigt. Für jede der Ausbaustrategien werden die Investitionskosten für den Netzausbau ermittelt. Die Abschätzung dieser Investitionskosten basiert auf einer Worst-Case⁵-Analyse für den Schwachlastfall bzw. Starklastfall. Ein Vergleich der Netzausbaukosten in Abhängigkeit von den betrachteten Szenarien dient im Anschluss

⁵ Folglich werden hierfür keine Last- und Einspeiseprofile benötigt.

als Bewertungskriterium der unterschiedlichen Szenariovarianten und Sensitivitäten aus mikroregionaler Perspektive.

- Zudem werden mittels der in Kapitel 5.5.3 beschriebenen Zubauszenarien Netzbelastungsanalysen sektorenübergreifend mit Batterien, Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durchgeführt. Eine Gesamtbatteriekapazität, die zu geringeren Netzausbaukosten führt, wird für ein beispielhaftes Netzgebiet abgeleitet.

Der Einsatz von Batterien im Verteilnetz ist vielfältig. In den hier durchgeführten Untersuchungen werden folgende Funktionen angenommen:

- Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes im Verteilnetz: Für diese Funktion werden anstelle einer oder mehrerer zusätzlicher Leitungen Speicher an kritischen Knoten im Mittelspannungsnetz installiert.
- Nutzung von PV-Batteriesystemen zum Eigenverbrauch in Haushalten
- Nutzung von Batteriesystemen zur Spitzenglättung in großen PV-Anlagen
- Nutzung von Batteriesystemen zur Spitzenglättung in Windkraftanlagen

Im Ergebnis werden die zum Erfüllen der jeweiligen Funktion benötigten Speicherkapazitäten bestimmt und mit Ergebniswerten der Speicherkapazitäten der Ausbauplanung für die Übertragungsnetzebene verglichen. Die gleichzeitige Nutzung der Speicherkapazitäten für mehrere der genannten Funktionen im Verteilnetz (Multifunktionalität) wird allerdings nicht untersucht.

2.3.2 BETRIEBSWIRTSCHAFTLICHE EINSATZSTRATEGIEN FÜR KURZFRISTSTROMSPEICHER

Die Anwendung eines Optimierungsmodells für die Energiesystemmodellierung setzt voraus, dass eine einzelne Instanz (ein sogenannter Social Planner [5]) über die Zusammensetzung und den Betrieb eines Energieversorgungssystems entscheiden kann. Dieser Rolle werden zwar zentrale, vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen weitestgehend gerecht, allerdings existieren diese in einem liberalisierten Energiemarkt, wie er im vorliegenden Fall vorausgesetzt wird, nicht. Kraftwerkseinsatz- und Investitionsentscheidungen in Netze oder Energiespeicher müssen deshalb von unterschiedlichen Marktteilnehmern auf Grundlage tragfähiger Geschäftsmodelle unabhängig voneinander getroffen werden. Inwieweit in einem solchen Umfeld der systemfreundliche Betrieb dieser Strukturoptionen gewährleistet ist lässt sich mit dem Modell AMIRIS des DLR beurteilen.

Dieses agentenbasierte Simulationsmodell ermöglicht es, das betriebswirtschaftliche Verhalten von Akteuren unter Unsicherheit sowie dessen Rückkopplungseffekte auf andere Akteure sowie das Gesamtsystem zu berücksichtigen. Die zentrale Frage, der bei den Analysen nachgegangen wird, ist jene nach dem Einsatzverhalten von Speichern bei unterschiedlichen, an Arbitragegewinnen auf dem Spotmarkt ausgerichteten Betriebsstrategien. Dieses wird den entsprechenden Ergebnissen aus der volkswirtschaftlichen Optimierung mittels REMix gegenübergestellt und mit Blick auf die Auswirkungen auf das Gesamtsystem, wie z.B. das Strompreisniveau, untersucht. Eine weitere Betrachtung widmet sich den Einflüssen regulatorischer Rahmenbedingungen zur Förderung erneuerbarer Energien auf das Einsatzverhalten von Speicherbetreibern.

3 SZENARIENRAHMEN UND DATENGRUNDLAGEN

3.1 RAHMENANNAHMEN FÜR DIE ENTWICKLUNG DER ENERGIEVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND UND EUROPA⁶ (DLR)

Die Festlegung von Energieszenarien und -varianten dient dazu, die Bandbreite möglicher Entwicklungen – unter der Vorgabe der politisch und gesellschaftlich angestrebten Transformation des Energiesystems – abzubilden und durch einen Vergleich unterschiedlicher Wenn-Dann-Annahmen Aussagen zur weiteren Ausgestaltung des Energiesystems zu generieren. Als Ausgangspunkt für die Szenarienanalysen werden zunächst „Narrative“, d.h. wesentliche zukünftige Entwicklungslinien aufgezeigt, die gewissermaßen den Rahmen für die konkretere Szenarienausgestaltung aufspannen. Die Festlegung von „Narrativen“ und Szenarien ist nicht als eine Zukunftsprognose zu verstehen. Vielmehr sind sie als in sich schlüssige politische, sozio-ökonomische und technisch-strukturelle Entwicklungspfade zu verstehen, die sich in einem plausibel erscheinenden Möglichkeitsraum verorten lassen. Wichtig ist bei der Definition von Szenarien-, „Narrativen“ und -varianten, mögliche „Kipppunkte“ zu adressieren, die mit einem deutlichen Richtungswechsel eines Entwicklungspfades verbunden sind. Solche Kipppunkte können einerseits durch politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen aber auch durch Technologiesprünge oder andere disruptive Entwicklungen bestimmt werden.

Im Folgenden werden unterschiedliche Pfade skizziert, die im Rahmen des Projekts den modellgestützten Untersuchungen als exogene Randbedingungen zugrunde gelegt werden. Der Fokus der Szenarienanalysen liegt dabei vor allem auf dem langfristigen Zeithorizont 2030 bis 2050.

3.1.1 *POLITISCHE, GESELLSCHAFTLICHE UND WIRTSCHAFTLICHE ECKDATEN*

Die politischen Ziele und Rahmenbedingungen stellen ein wesentliches Element bei der Festlegung der in INTEEVER betrachteten Szenarien dar. Übergeordnetes Ziel ist die Untersuchung von zukünftigen Versorgungssituationen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Entsprechend dem Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahre 2010 bzw. der darauf basierenden Energiewendegesetze des Sommers 2011 liegt der angestrebte Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 bei mindestens 80 %, was laut den Ergebnissen der Energiesystemanalyse der letzten Jahre konsistent zu einer Treibhausgasminderung von 80 % (bezogen auf 1990) sein kann, sofern in den Sektoren Wärme und Verkehr Minderungsbeiträge in der gleichen Größenordnung erbracht werden können (s. z.B. [12] und [56]). Dies setzt jedoch auch voraus, dass erhebliche Anstrengungen bei der Steigerung der Effizienz in allen Bereichen entsprechend den Zielen des Energiekonzepts umgesetzt werden können, was weitergehende politische Maßnahmen zur Ausgestaltung erfordert.

⁶ Bei der Verwendung des Begriffs Europa handelt es sich im Folgenden immer um das gesamte geographische Untersuchungsgebiet, das für die vorliegende Studie berücksichtigt wird. Da hierzu ebenfalls die nordafrikanischen Staaten Marokko, Tunesien und Algerien zählen, während dies beispielsweise für Weißrussland und die Ukraine nicht gilt, handelt es sich streng genommen nicht um den Kontinent „Europa“, sondern im geographischen Sinne um „vorwiegend europäische Staaten“.

Die demografische und wirtschaftliche Entwicklung hat einen großen Einfluss auf die Höhe und Struktur des zukünftigen Energiebedarfs. In verschiedenen Szenarienstudien werden und wurden sozio-ökonomische Rahmendaten für verschiedene Zeithorizonte festgelegt. Basis der Szenarienanalysen in diesem Vorhaben sind aus Gründen der Vergleichbarkeit die Eckdaten aus [56]. Einen Überblick über die Annahmen gibt Tabelle 3.

Demnach wird angenommen, dass die deutsche Wirtschaft mittel- und langfristig mit 1 % p. a. wächst. Gebremst wird das Wachstum von der rückläufigen Bevölkerung und der damit verbundenen abnehmenden Zahl von Erwerbspersonen. Die Industrie behält auch langfristig ihre zentrale Bedeutung für die deutsche Wirtschaft. Entsprechend steigt die Bruttowertschöpfung der Industrie im Mittel um jährlich 1,2 % kontinuierlich an.

Die Bevölkerung Deutschlands sinkt entsprechend der Rahmendaten aus [56] von heute über 81 Mio. zunächst langsam, dann etwas stärker bis 2050 auf rund 73 Mio. Es wird des Weiteren angenommen, dass die wesentlichen energiebedarfsbestimmenden Größen teilweise noch bis 2030 steigen und danach in Sättigung gehen oder wieder abnehmen. Die Anzahl der Haushalte wächst zunächst weiter an, dementsprechend sinkt die Anzahl der Personen je Haushalt von heute 2,1 auf langfristig etwa 1,8. Ebenso wächst die Wohnfläche weiter an, entsprechend auch die beheizte pro-Kopf-Wohnfläche. Die Güterverkehrsleistung wächst stetig bis 2050 auf etwa das 1,5-fache des Wertes im Basisjahr 2011. Dagegen geht die Personenverkehrsleistung nach 2020 leicht zurück. In Verbindung mit dem Bevölkerungsrückgang steigt das durchschnittliche reale Pro-Kopf-Einkommen um 27 % bis 2030 und um 63 % bis 2050 an.

Tabelle 3: Entwicklung demografischer und wirtschaftlicher Rahmendaten in Deutschland nach [56]

	Einheit	2011	2020	2030	2050
Ölpreis real (Preisbasis 2011)	US \$/bbl	108	117	124	128
CO ₂ -Zertifikatspreis (Preisbasis 2011)	€/t CO ₂	11	10	40	76
Bevölkerung	Mio.	80	79	78	73
Private Haushalte	Mio.	40	41	41	40
BIP real (Preisbasis 2005)	Mrd. €	2.452	2.688	3.031	3.655
BWS Industrie real (Preisbasis 2005)	Mrd. €	376	427	489	601
PKW-Bestand	Mio.	42	44	44	42
Personenverkehrsleistung	Mrd. pkm	1.134	1.143	1.140	1.085
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	629	702	804	920

Auf europäischer Ebene sollen in den Basisszenarien zu den Entwicklungen in Deutschland möglichst konsistente Annahmen vorausgesetzt werden, was die Entwicklung der Treiber des Energieverbrauchs insgesamt und die politischen Ziele des Klimaschutzes und hierbei die Rolle der erneuerbaren Energien betrifft. Dabei sollen aber grundsätzlich unterschiedliche sozio-ökonomische Voraussetzungen der Länder und die Diversität der energiepolitischen Strategien nicht explizit ausgeklammert werden. Ziel ist folglich, für die Arbeiten in INTEEVER möglichst auf einem bestehenden bzw. veröffentlichten und als Referenzentwicklung nutzbaren Mengenraster aufzusetzen, in dem durch die Beteiligung von ‚stakeholdern‘ den unterschiedlichen nationalen Randbedingungen für eine Transformation des Energiesystems Rechnung getragen wird.

Dieses europäische Mengengerüst sollte in sich konsistent und zu den Szenarienannahmen für Deutschland nicht im Widerspruch stehen. Damit wird vermieden, dass sich infolge stark divergierender Entwicklungen in Deutschland und seinen Nachbarländern ein möglicherweise verzerrender Einfluss auf die Ergebnisse der Modellierungen ergibt. Die Szenarienvarianten, mit denen im Folgenden zur Untersuchung der Forschungsfragen eine quantitative Basis gebildet wird, sollte aus Sicht der Autoren zunächst frei sein, von zeitlich und räumlich stark inhomogenen Faktoren, die sich nicht aus den Randbedingungen der heute in der Energiewirtschaft vorhandenen oder in der Umsetzung befindlichen Infrastrukturen oder der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien ableiten lassen. Für zukünftige Arbeiten stellen weitergehende Fragestellungen des energiewirtschaftlichen Einflusses unterschiedlicher Entwicklungen im gesamteuropäischen Energiesystem auf die Energieerzeugung und den Lastausgleich in Deutschland jedoch relevante Themen dar, für deren Betrachtung die im Ergebnis des Vorhabens vorliegenden Mengengerüste und methodischen Grundlagen genutzt werden können.

In den Szenarien des europäischen Projekts e-Highway2050 [9] wurde u.a. ein kontinuierlicher, aber moderater Zuwachs der Bevölkerung in den europäischen Ländern insgesamt angenommen. Im Ergebnis steigt die Bevölkerung der dort betrachteten Länder des europäischen Stromverbunds von etwa 533 Mio. im Jahr 2010 auf über 560 Mio. im Jahr 2050. In diesem Szenario liegt die Annahme für Deutschland mit etwa 71 Mio. Einwohner im Jahr 2050 etwas niedriger als in den Szenarien in [56]. Für das Wirtschaftswachstum wird ebenfalls die mittlere Variante übernommen, was bedeutet, dass das BIP pro Kopf im Mittel um 1,53 % pro Jahr und das BIP absolut um etwa 1,8 % pro Jahr steigt. Die Werte für Deutschland liegen in diesem Szenario bei 1,5 % bzw. 1,1 %, was relativ nah an den Annahmen aus [56] liegt.

3.1.2 PREISE FÜR ENERGIETRÄGER

Einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse von Szenarioanalysen hat in der Regel die Fortschreibung der Energieträgerpreise. In der nachstehenden Tabelle sind beispielhaft die Annahmen aus [54] dargestellt, die sich aus einem mittleren Preispfad nach [76] ableiten. Die Annahmen der Energiereferenzprognose [56] stellen im Vergleich dazu einen eher moderaten Anstieg dar (Tabelle 5). In den Szenarien wird zudem ein Anstieg des Ölpreises (real, Preisbasis 2011) von 108 US \$/bbl (2011) auf 128 US \$/bbl (2050) angenommen.

Tabelle 4: Brennstoffkosten [€₂₀₁₁/MWh] nach [54]

Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas
2030	19,30	6,88	42,79
2050	22,22	9,18	47,85

Tabelle 5: Brennstoffkosten [€₂₀₁₁/MWh] nach [56]

Jahr	Kesselkohle Referenz	Braunkohle Referenz	Erdgas Referenz	Kesselkohle Hochpreis	Erdgas Hochpreis
2030	13,7	1,44	31,0	20,3	36,0
2050	16,2	1,44	33,1	21,2	38,0

Für die Modellierungen wurde ein moderater Preispfad entsprechend der Energiereferenzprognose [56] im Rahmen von INTEEVER festgelegt unter Annahme einer global abnehmenden Nachfrage als Folge der Transformation der Energieversorgungen. Auf weitgehende Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der Energieträgerpreise wird aus methodischen Gründen verzichtet. Grund dafür ist, dass in den Szenariomodellierungen (vgl. 6.2) bis auf wenige Ausnahmen (Gasturbinenkraftwerken und wenige verbleibende Kernkraftwerke) sämtliche fossil befeuerten Kraftwerkskapazitäten als KWK-Anlagen angenommen werden. Für diese gilt ein fester Wärmeversorgungsanteil, der von den entsprechenden Technologien bereitgestellt werden muss. Der resultierende Kraftwerkseinsatz ist folglich stärker hierdurch getrieben als durch die Höhe der unterstellten Brennstoffkosten.

3.1.3 *ANNAHMEN FÜR OBERGRENZEN DER NATIONALEN CO₂-EMISSIONEN UND KOSTEN VON CO₂-ZERTIFIKATEN*

Für die Analysen des Energiesystems in INTEEVER können sowohl CO₂-Obergrenzen (caps) als auch CO₂-Zertifikatskosten als Klimaschutzinstrument berücksichtigt werden (s. auch Kapitel 4.1.1). Die CO₂-caps wurden aus einem europäischen Ansatz abgeleitet und für die Berechnung des europäischen Kraftwerksparks verwendet. Dazu wurden unter Nutzung von Energiebilanzen für das Basisjahr 2010 [6] mittels Energieverbrauch und Erzeugung sowie energieträgerspezifischer Emissionsfaktoren aus [7] für alle Länder des europäischen Stromverbunds zunächst historische CO₂-Emissionen der öffentlichen und nicht-öffentlichen Kraftwerke einschließlich KWK-Anlagen abgeschätzt (s. Tabelle 33 im Anhang). Mit Hilfe des Stromverbrauchs der heutigen Verbraucher wurden je Land spezifische CO₂-Emissionen pro verbrauchter kWh Strom in Abhängigkeit vom heutigen Stromerzeugungsmix berechnet. Im nächsten Schritt wurde für Deutschland im Jahr 2050 eine spezifische CO₂-Emission pro kWh definiert, die dem politischen THG-Minderungsziel entspricht (ca. 90 % Minderung der CO₂-Emissionen im Stromsektor). Dieses Ziel wurde unter Voraussetzung einer in allen Ländern gleichen pro-Kopf-Emission des Stromerzeugungssystems und unter Berücksichtigung des spezifischen Stromverbrauchs pro Kopf aus dem unterlegten europäischen Szenario (s. Abschnitt 3.2.2) auf alle Länder umgelegt, so dass im Ergebnis die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in der Summe aller betrachteten Länder in Europa bis 2030 um über 50 % und bis 2050 um über 80 % gesenkt werden (gegenüber 1990). Dieser Ansatz wurde auf die mitbetrachteten nordafrikanischen Länder Algerien, Marokko und Tunesien übertragen, woraus sich im Ergebnis jedoch keine Emissionsminderung, aber ein begrenzter Anstieg der Emissionen gegenüber 1990 um 167 % bis 2030 und 116 % bis 2050 als Obergrenze ergibt.

In [56] wurde angenommen, dass die Preise für CO₂-Zertifikate aufgrund von Überschussmengen bis 2020 auf einem moderaten Niveau bleiben (10 €/2011/t CO₂). Ein Anstieg des CO₂-Preises nach 2020 wird einerseits durch Verknappung der Zertifikate auf europäischer Ebene und andererseits gedämpft durch die Kopplung der europäischen mit internationalen Klimaschutzanstrengungen ebenfalls eher moderat angenommen. Die Werte für das Referenzszenario/Trendszenario liegen demnach bei 40 €/2011/t CO₂ im Jahr 2030 und bei 75 €/2011/t CO₂ im Jahr 2050. Diese zwei Werte liegen sehr nahe an den in [54] verwendeten Annahmen. Höhere Werte wurden beispielsweise für das Klimaschuttszenario 80 aus [8] angenommen, diese können als Hochpreispfad für eine Sensitivitätsanalyse dienen.

Tabelle 6: Vergleich angenommener CO₂-Zertifikatskosten aus Zielszenarien

Jahr	Kosten in €/t [54]	Kosten in €/t [56]	Kosten in €/t [8]
2030	45	40	50
2050	75	76	130

3.1.4 GESELLSCHAFTLICHE AKZEPTANZ DES INFRASTRUKTURAUS- UND UMBAUS

Es wird in den Narrativen der Szenarien grundsätzlich davon ausgegangen, dass die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende anhält und die Ziele zur Umgestaltung des Energiesystems aktiv unterstützt werden. Deshalb wird bei größeren Infrastrukturprojekten nur ein Widerstand lokaler, unmittelbar davon betroffener Gruppen (NIMBY-Effekt) eine Rolle spielen. Hier können eine auf Vermeidung von Betroffenheit fokussierte Planung von Infrastrukturmaßnahmen und dabei auch eine rechtzeitige und angemessene Bürgerbeteiligung wesentlich helfen, Barrieren zu überwinden. Betroffenheit kann insbesondere da vermieden werden, wo nicht zwingend die kosteneffizienteste, aber einschließlich gesellschaftlicher Aspekte nachhaltigste Lösung gesucht wird.

Neue Technologiekonzepte sind unter Umständen zu Beginn ihrer Markteinführung mit Einschränkungen (z. B. Nutzer-/Komforteinschränkungen, geringere Performanz, höhere Fehleranfälligkeit) und höheren Kosten verbunden. Das Verhalten von Nutzern und Kunden in Anbetracht solcher Einschränkungen kann im Einzelnen nicht vorhergesehen werden. Es wird aber grundsätzlich angenommen, dass sich mit politischen und insbesondere sich ökonomisch auswirkenden Maßnahmen die Akzeptanz neuer Technologien beeinflussen lässt. Dies betrifft zum Beispiel die Einführung neuer, effizienterer Geräte, die Marktentwicklung von Fahrzeugen mit batterieelektrischem oder einem Brennstoffzellenantrieb sowie die Implementierung von Technologien zur dezentralen oder zentralen Laststeuerung in Smart Grids.

3.2 SZENARIEN DES ENERGIEBEDARFS ^(DLR)

3.2.1 ENTWICKLUNG DER STROMNACHFRAGE IN DEUTSCHLAND

Für die Szenarienanalysen in INTEEVER sind die Annahmen zum Strombedarf in allen Sektoren des Energiesystems relevante Eingangsdaten. Der zukünftige Strombedarf ergibt sich durch Prämissen bezüglich der Effizienzentwicklung und der Integration neuer Stromverbraucher, die insbesondere in den Sektoren Wärme und Verkehr zukünftig eine Rolle spielen können. Die Annahmen zum Strombedarf der heutigen, klassischen Verbraucher werden aus Konsistenzgründen aus den Szenarien der Studie e-Highway2050 übernommen. Tabelle 7 zeigt die sich aus den beschriebenen Annahmen ergebenden Strommengen nach unterschiedlichen Kategorien. Der Stromverbrauch für Wärme und Verkehr (Elektrofahrzeuge und Wasserstoffherzeugung) wird separat modelliert, der Stromverbrauch für klassische Verbraucher als Summe ohne weitere Unterscheidung berücksichtigt.

Der Strombedarf des Verkehrs ist heute durch den Bahnstrom, in der Zukunft jedoch durch die Nachfrage alternativer Antriebe im Straßenverkehr bedingt. Die Annahmen zum Strom- und Wasserstoffbedarf des Verkehrs können sehr stark variieren, je nachdem welchen Szenarienprämissen bezüglich des Einsatzes von Biokraftstoffen, der Entwicklung der Elektromobilität und der Notwendigkeit bzw. Nachfrage an Wasserstoff als komplementärem dritten erneuerba-

ren Energieträger im Verkehr gefolgt wird. Je größer die Annahme des Einsatzes von Wasserstoff oder anderen synthetischen Kraftstoffen aus Strom wie synthetisches Methan oder flüssige Kohlenwasserstoffe (Power-to-Liquid – PtL), desto größer sind die Anforderungen an den Zubau und den Einsatz von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Da dies zu wesentlichen Unterschieden im gesamten Mengengerüst der Szenarienanalysen führt, wird im Vorhaben INTEEVER dieses „Kippmoment“ in Form von mindestens zwei unterschiedlichen Entwicklungspfaden der Energienachfrage aus dem Verkehr berücksichtigt. Dazu werden die Annahmen aus den zwei Szenarien C und A bezüglich der Nachfrage an Strom und Wasserstoff aus [76] übernommen, die aus den angenommenen Restriktionen der Biomassenutzung aufgrund begrenzter nachhaltiger Potentiale in Deutschland resultieren.

Der Stromeinsatz für die Wärmeerzeugung (Heizung und Warmwasser) ist für die heutigen Verbraucher im Endenergieverbrauch der Sektoren enthalten. Der zukünftige Strombedarf für Wärmepumpen sowie neue, flexible Anwendungen von Elektroheizern für die Unterstützung von Wärmeerzeugungssystemen wird in den Modellierungen separat abgebildet, um ihre Rolle als Flexibilitätsoption im Zusammenhang mit dem Betrieb von Wärmespeichern untersuchen zu können. Die Annahmen zum Wärmebedarf in der Zukunft sowie zum Einsatz von Strom für neue Verbraucher werden basierend auf den Ergebnissen der Szenarienanalysen von [76] und [71] getroffen.

Tabelle 7: Angenommene Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland in TWh/a in allen Sektoren (ohne Speicher- und Netzverluste)

Sektor	2014	2030	2050
klassische Verbraucher	505	512	382
Strom für Wärme (flexibel)		16	66
Szenario ohne Wasserstoffnachfrage im Verkehr			
Strom für Elektrofahrzeuge	0	25	83
Strom für Wasserstoff	0	0	0
Szenario mit Wasserstoffnachfrage im Verkehr			
Strom für Elektrofahrzeuge	0	25	44
Strom für Wasserstoff	0	0	102
Summe ohne Wasserstoff	505	553	533
Summe mit Wasserstoff	505	553	596

3.2.2 ENTWICKLUNG DER STROMNACHFRAGE IN EUROPA

Die Entwicklungspfade in den europäischen Nachbarländern werden für die Jahre 2020 und 2030 aus den Szenarienarbeiten für den Ten Year Network Development Plan 2016 [17] und für das Jahr 2050 primär aus der europäischen Studie e-Highway2050⁷ übernommen [9] und mit eigenen expliziten Annahmen zu neuen Stromverbrauchern ergänzt. Der konventionelle Stromverbrauch wurde ausgehend vom Szenario „Small & Local“ angesetzt. Ergänzend wurden eigene länderscharfe Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2050 aus Wärmepumpen und Elektroheizern aus [54] und von Elektrofahrzeugen ausgehend vom e-Highway-

⁷ <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>

Szenario „100% RES“ sowie im Abgleich mit den Szenarienannahmen für Deutschland aus dem Langfristszenario C [76] getroffen. Für den Fall einer komplementären Wasserstoffnutzung im Verkehr wurde zusätzlich eine Entwicklung für alle europäischen Länder konsistent zum Langfristszenario A für Deutschland aus [76] abgeleitet.

3.3 ABLEITUNG VON ZUKÜNFTIGEN LASTPROFILIEN ^(DLR)

Eingangsdatum der in Kapitel 4 beschriebenen Modelle sind Stundenmittelwerte der in Form von Strom nachgefragten Leistung. Es ergibt sich die Zeitreihe des insgesamt zu berücksichtigenden Strombedarfs aus der Addition der sektorspezifischen Stromlastprofile einschließlich ggf. der Erzeugung von Wasserstoff über Elektrolyseure pro Region. Die folgenden Gleichungen beschreiben den mathematischen Kern der Modellierung⁸. Die Zeitschritte t sind hierbei jeweils die Stunden eines betrachteten Szenario-Jahres, während es sich bei den Regionen r um die einzelnen Länder (bzw. im Fall von Deutschland Regionen) des Referenz-Regionenmodells (vgl. Abschnitt 2.1.1) handelt.

$$P_D(t, r) = P_{DP}(t, r) + \mathbf{P}_{DH}(t, r) + \mathbf{P}_{DT}(t, r)^9 \quad (1)$$

$P_D(t, r)$: Gesamter stündlicher Strombedarf pro Zeitschritt t und Region r

$P_{DP}(t, r)$: Stündlicher Strombedarf im Stromsektor pro Zeitschritt t und Region r

$\mathbf{P}_{DH}(t, r)$: Stündlicher Strombedarf im Wärmesektor pro Zeitschritt t und Region r

$\mathbf{P}_{DT}(t, r)$: Stündlicher Strombedarf im Transportsektor pro Zeitschritt t und Region r

Zur Ermittlung der Strombedarfszeitreihen eines Szenario-Jahres wird für jeden Sektor eine Basis-Bedarfszeitreihe P_{Dx_0} mit dem, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, zuvor ermittelten Jahresstrombedarfs für klassische Verbraucher (s. Tabelle 7) skaliert. Eine beispielhafte Berechnung für den Sektor x im Szenario-Jahr 2050 ergibt sich folglich zu:

⁸ Hinweise zur Nomenklatur:

- Variablen: fett (für Unterscheidung von Eingangsdaten und Modellergebnissen in REMix)
- Modellgrößen werden möglichst durch Einzelbuchstaben wie P für Leistung dargestellt
- Zur anwendungsorientierten Spezifizierung werden Indizes genutzt
- Indizes wie t für Zeitschritte oder r für Regionen zur Kennzeichnung der Dimensionen unterschiedlicher Modellgrößen werden in Formeln durch einzelne Kleinbuchstaben in Klammern dargestellt
- Im Fließtext werden die Klammern zur Kennzeichnung der Dimension weggelassen
- Zur Vereinfachung wird in den Formeldarstellungen in diesem Kapitel auf die Indizes zur Differenzierung von unterschiedlichen Technologien und betrachtetem Zieljahr verzichtet.

⁹ Während es sich bei P_{DP} um einen direkten Eingangsparameter handelt, ergeben sich P_{DH} und P_{DT} indirekt aus den Eingangsparametern des Wärmebedarfs und Strom- bzw. Wasserstoffbedarfs im Transportsektor. Der Unterschied aus direktem und indirektem Strombedarf begründet sich im Einsatz von LAO wie Wärmespeichern, welche den Zeitpunkt der Wärmebedarfsdeckung vom Zeitpunkt des Strombezugs zur Wärmebereitstellung entkoppeln. Aus modelltechnischer Sicht handelt es sich bei \mathbf{P}_{DH} und \mathbf{P}_{DT} also um Variablen. Im Gegensatz zu Parametern werden diese im Folgenden, wie auch in Gleichung (1), zur deutlichen Unterscheidung fett formatiert hervorgehoben.

$$P_{Dx_{2050}}(t, r) = P_{Dx_0}(t, r) \cdot \frac{E_{Dx_{2050}}(r)}{E_{Dx_0}(r)} \quad (2)$$

$E_{Dx}(r)$: Jahresstrombedarf der Region r im Sektor x

Die Bestimmung der für diese Berechnung notwendigen Parameter P_{Dx_0} und E_{Dx_0} in den einzelnen Sektoren wird im Folgenden näher erläutert.

3.3.1 STROMSEKTOR

Im Stromsektor dienen historische Daten für Stromlastprofil und Jahresstrombedarfe als Bezugsgröße, die vom Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) [10] für jedes Land veröffentlicht werden. Somit gilt beispielsweise unter Verwendung der Daten des Jahres 2014

$$\begin{aligned} P_{DP_0}(t, r) &= P_{DP_{2014}}(t, r) \\ E_{DP_0}(r) &= E_{DP_{2014}}(r). \end{aligned} \quad (3)$$

3.3.2 WÄRMESEKTOR

Der zeitliche Verlauf des Strombedarfs im Wärmesektor ergibt sich aus dem Wärmebedarfsprofil sowie der Flexibilität im Einsatz der elektrischen Wärmeerzeugung in Wärmepumpen und elektrischen Kesseln. In einem System ohne thermische Speicher wäre der Verlauf des Strombedarfs identisch mit dem des Wärmebedarfs. Durch den Einsatz thermischer Speicher in Wärmepumpen und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Systemen) sowie den Einsatz elektrischer Boiler in der KWK-Versorgung („Power to heat“) kann jedoch eine Entkopplung der Wärmeerzeugung vom Wärmebedarf und somit des Strombedarfsprofils vom Wärmebedarfsprofil erfolgen. Folglich ist der genaue Verlauf des Strombedarfs im Wärmesektor ein Ergebnis der Modellierung.

Es werden zwei Wärmebedarfsprofile unterschieden: jenes der Industrie und jenes des Haushalts- und Gewerbesektors (GHD). Das Profil des Haushalts- und Gewerbesektors setzt sich zusammen aus dem Verlauf des Raumwärmebedarfs und des Warmwasserbedarfs. Der Raumwärmebedarf basiert dabei auf einem Satz räumlich hoch aufgelöster Karten der Tagesmitteltemperaturen, die unter Verwendung einer erweiterten Gradtagzahlmethode zur Ermittlung stündlicher Profile genutzt werden. Beim Warmwasserbedarf wird von einem nahezu konstanten Verlauf während des Jahres und einer Absenkung in den Nachtstunden ausgegangen.

Der industrielle Wärmebedarf ergibt sich überwiegend aus der Erzeugung von Prozesswärme. Das Bedarfsprofil der Prozesswärme berücksichtigt einerseits die Aufteilung des sektoralen Bedarfs auf verschiedene Industriezweige und andererseits die typischen Produktionszeiten in diesen Industriezweigen. In dieser Studie wird nur der Prozesswärmebedarf berücksichtigt, der bei Temperaturen von unter 500°C anfällt und somit von KWK-Systemen versorgt werden kann. Eine umfassende Beschreibung der Methodik zur Ermittlung der regional spezifischen Wärmebedarfsprofile bietet [71].

3.3.3 VERKEHRSSSEKTOR

Die Strombedarfszeitreihe im Verkehrssektor ergibt sich in allen Szenarien aus repräsentativen Fahrprofilen von Elektroautos $P_{DEM}(t)$, die auf den Analysen in [15] basieren. Grundlage dieser statistischen Analysen der Fahrzeugnutzung war die Datenbasis aus der Studie „Mobilität in Deutschland (MiD)“ [63]. Über Annahmen zur Fahrzeugauslegung und zur zeitlich und nutzer-spezifisch variierenden Wahrscheinlichkeit für einen Netzkontakt ergibt sich das Potenzial der Fahrzeugflotte für eine Lastverschiebung. Ausgehend von den Untersuchungen in [14] kommt in Szenariovarianten, die eine Wasserstoffwirtschaft in Betracht ziehen, zudem ein generisches Lastprofil zur Deckung eines Wasserstoffbedarfs P_{DH2} hinzu. Dieses wurde in erster Näherung von den monatlichen, wöchentlichen und täglichen Profilen der konventionellen Tankstellen abgeleitet. Über die Annahme eines technologiespezifischen Nutzungsgrades sowie einer grundsätzlich flexiblen Auslegung von Elektrolyse-Gasspeicher-Systemen ergibt sich eine Zeitreihe des Strombedarfs unter Ausnutzung der Möglichkeit eines systemdienlichen Betriebs. Die folgende Gleichung beschreibt das resultierende Lastprofil aus dem Verkehr als Summe der jeweils unterschiedlich variablen Profile aus der direkten Stromnutzung und der Erzeugung von Wasserstoff für den Verkehr. In beiden Fällen handelt es sich um regional unspezifische Zeitreihen.

$$P_{DT}(t) = P_{DEM}(t) + P_{DH2}(t) \quad (4)$$

3.4 TECHNOLOGIEENTWICKLUNG UND TECHNISCH-ÖKONOMISCHE PARAMETER ^(DLR)

Zur Dokumentation der modellgestützten Szenarienanalysen müssen die in den Modellen abgebildeten Technologien ausgehend vom heutigen Entwicklungsstand und für die Zukunft prognostizierten Entwicklungen anhand von technischen und ökonomischen Kenngrößen charakterisiert werden. Die Beschreibung von langfristigen Entwicklungen ist immer mit großen Unsicherheiten verbunden. Um den Analysen aus dem heutigen Blickwinkel heraus möglichst plausible Entwicklungen zugrunde zu legen, sollen deshalb zwar optimistische aber doch konservative Annahmen getroffen werden. D.h. es wird von einer grundsätzlich positiven Entwicklung heutiger Technologien in allen Bereichen ausgegangen, rein spekulative Optionen, die zwar Technologiesprünge versprechen, aber ihre Eignung und Leistungsfähigkeit noch nicht unter Beweis gestellt haben, bleiben unberücksichtigt. Die in Kapitel 5.5 diskutierten Szenarien und Szenariovarianten werden durch mögliche unterschiedliche Entwicklungspfade einzelner Technologien nicht weitergehend differenziert. Eine Variation relevanter Eingangsdaten findet jedoch im Rahmen von Sensitivitätsanalysen statt, die den jeweiligen Einfluss auf die Modellergebnisse abschätzen (s. Kapitel 5.5.4). Die Festlegung der Technologieentwicklungen ist analog zu Szenarien in keiner Weise als Zukunftsprognose zu verstehen.

Im Folgenden werden die technologischen Entwicklungspfade differenziert nach Technologieklassen qualitativ beschrieben. Grundlage dafür bilden vor allem die Ergebnisse aus [11] und [12]. Die Technologieklassen werden dabei unterschieden nach Erzeugern sowie zeitlichen und räumlichen Lastausgleichsoptionen. Eine Auflistung der technisch-ökonomischen Parameter der einzelnen Technologien befindet sich in Anhang B.

3.4.1 ERZEUGER

Als Erzeuger werden hier Technologien bezeichnet, welche die Energieformen Strom, Wasserstoff und Wärme bereitstellen können.

Im Bereich der Stromerzeuger werden die konventionellen Kraftwerke vorwiegend anhand des genutzten Primärenergieträgers in Braunkohle-, Steinkohle-, Kern- und Gaskraftwerke unterteilt. Hinsichtlich letzterer wird aufgrund der deutlichen Unterschiede der Wirkungsgrade zusätzlich zwischen Gas- und Dampf- sowie Gasturbinenkraftwerken unterschieden. Da es sich bei den konventionellen Kraftwerken um Technologien handelt, die sich bereits in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium befinden, wird hinsichtlich ihrer zukünftigen Entwicklung nur von geringen Effizienzsteigerungen ausgegangen. Bezüglich der Investitions- und Betriebskosten werden nur geringe oder keine Senkungspotentiale gesehen.

Bei den Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird insbesondere für die Photovoltaik bis zum Jahr 2050 eine weitere deutliche Kostensenkung angenommen. Dies bedeutet eine Fortsetzung des gegenwärtigen Trends starker Kostendegradation [13], z.B. durch Fortschritte in der Dünnschichttechnologie. Im Gegensatz dazu wird bei der Wasserkraftnutzung davon ausgegangen, dass zur zukünftigen Ausschöpfung zusätzlicher Stromerzeugungspotentiale sogar mit höheren Aufwendungen zu rechnen ist, da an nahezu allen kostengünstig zu erschließenden Standorten bereits heute Lauf- und Speicherwasserkraftwerke existieren. Moderat fallen zudem die Kostenreduktionen für Windkraftanlagen aus, wobei aufgrund steigender Installationen und zunehmender Erfahrung bei der Erschließung von Standorten im Offshore-Bereich von deutlicheren Kostensenkungspotentialen als im Onshore-Bereich ausgegangen wird. Trotz der momentan weltweit geringen Fertigungskapazitäten von Schlüsselkomponenten, wie Absorberrohren wird auch hinsichtlich der Investitionskosten von CSP-Kraftwerken von einer weiteren Kostendegression bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Dies liegt in der Annahme begründet, dass vor allem wesentliche Weiterentwicklungen im Bereich der Solarkollektoren und Wärmespeicherung stattfinden.

Bezüglich der Wasserstoffherzeugung finden ausschließlich Elektrolyse-Technologien Berücksichtigung, die mit emissionsfreiem Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden können. Basis für die techno-ökonomischen Parameter sind Technologiefortschreibungen ausgehend vom heutigen Stand der Technik für Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse aus [14]. Diese sehen für das Jahr 2030 sowohl Effizienzsteigerungen, als auch Kostensenkungspotentiale vor, welche einerseits durch Skaleneffekte und andererseits durch den Einsatz weiterentwickelter Stackmaterialien und optimierter Verfahrenstechnik begründet sind. Diese Daten werden mangels darüber hinausgehender Experteneinschätzungen auch für das Jahr 2050 angenommen.

Hinsichtlich der zukünftigen Wärmeversorgung werden zum einen Wärmepumpen berücksichtigt, die elektrisch betrieben werden und somit eine Kopplung des Stromsektors zum Wärmesektor darstellen. Technologisch unterschieden werden dabei Luft-Wasser- und Sole-Wasser-Wärmepumpen. Ebenso trägt die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Deckung des Wärmebedarfs in der Industrie sowie Wärmenetz- und Objektversorgung bei. Hier wird nicht nur zwischen verschiedenen Brennstoffen unterschieden, sondern auch zwischen verschiedenen Technologien und Wärmebedarfsprofilen. So werden insgesamt zehn KWK-Technologien im Modell abgebildet, darunter drei Technologien zur Deckung des industriellen Wärmebedarfs und sieben

Technologien für die Wärmenetz- und Objektversorgung. Im erstgenannten Fall sind dies mit Biomasse gefeuerte Dampfturbinen (DT), sowie mit Erdgas betriebene Gasturbinen (GT) und Blockheizkraftwerke (BHKW). Diese verfügen zur Deckung von thermischen Spitzenlasten und zur Vermeidung von fEE-Abregelungen jeweils über einen konventionellen und einen elektrischen Kessel. Bei den überwiegend für die Bereitstellung von Niedertemperatur genutzten Technologien der Biomasse-DT und Erdgas-BHKW wird zudem die Verfügbarkeit thermischer Speicher angenommen.

Das Spektrum der KWK-Technologien in der Wärmenetz- und Objektversorgung umfasst Steinkohle-DT, Braunkohle-DT, Erdgas-GuD, Biomasse-DT, Abfall-DT, sowie erdgas- und biogasbefeuerte BHKWs. Abgesehen von den Müllverbrennungsanlagen, deren primärer Zweck nicht die Strom- und Wärmeerzeugung ist, verfügen alle diese Anlagen über einen Spitzenkessel zur reinen Wärmeerzeugung. Aus modelltechnischen Gründen nutzt dieser jeweils den gleichen Brennstoff wie die KWK-Anlage. Abgesehen von den Braunkohle- und Steinkohle-DT, die nur im Stützjahr 2020 noch eine wesentliche Rolle spielen, werden auch hier alle Anlagen um einen elektrischen Kessel, sowie einen thermischen Speicher ergänzt. Deren Einsatz ermöglicht einen stromgeführten KWK-Betrieb.

3.4.2 ZEITLICHE LASTAUSGLEICHSOPTIONEN

Zu den zeitlichen Lastausgleichsoptionen zählen in erster Linie sämtliche Formen von Energiespeichern. Diese werden wiederum primär nach der durchschnittlichen Dauer der Speicherzyklen unterschieden. Stellvertretend für Kurzfristspeicher gehen die techno-ökonomischen Parameter von Lithium-Ionen-Batterien in die Analysen ein, denen u.a. getrieben durch Weiterentwicklungen für mobile Anwendungen hohe Kosteneinsparpotentiale unterstellt werden. Während von Kurzfristspeichern Zeiträume von bis zu drei Stunden abgedeckt werden, zählen die technisch ausgereiften Pumpspeicherkraftwerke zu den Mittelfristspeichern, deren Speicherzyklen Zeiträume von bis zu einem Tag abdecken. Je nachdem, welche geologischen Voraussetzungen in einem Gebiet gegeben sind, werden als Alternative dazu auch Vanadium-Redox-Flow-Batterien und Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke als Mittelfristspeicher berücksichtigt. Da es sich hierbei um sehr junge Technologien handelt, werden im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken noch Potentiale für Verbesserungen der zukünftigen Anlagenwirkungsgrade gesehen. Über 24 h hinausgehende Zeitspannen zwischen Beladung und Entladung können nur von Langfristspeichern gewährleistet werden. Hierzu zählen vornehmlich Kavernenspeicher, die mit Wasserstoff beladen werden können. Von einem signifikanten Einfluss der Verfügbarkeit dieser Technologie wird allerdings nur in Szenarien mit einer „Wasserstoffwirtschaft“ für 2050 ausgegangen.

Neben klassischen Speichertechnologien zählen auch unterschiedliche Formen des Demand Side Management zu den zeitlichen Lastausgleichsoptionen. Umfassende Untersuchungen des Lastmanagements finden sich in [54,71]. Die dort ermittelten Lastmanagementpotenziale in den Bedarfssektoren Industrie, GHD und Privathaushalte werden hier als verfügbar angenommen. Diese umfassen verschiedene energieintensive Produktionsprozesse (z.B. Aluminium-, Stahl- oder Zementherstellung), Querschnittsprozesse (Kälte, Lüftung), sowie ausgewählte Großelektrogeräte in Privathaushalten.

Weitere Lastmanagementpotenziale ergeben sich aus der Erweiterung von elektrischen Wärmepumpen um thermische Speicher, sowie das gesteuerte Laden von Batteriefahrzeugen. Ana-

log zu [54,71] wird hier davon ausgegangen, dass elektrische Wärmepumpen zur Raumwärmeerzeugung zukünftig über thermische Speicher verfügen, die einen an die residuale Last angepassten Betrieb ermöglichen. Als Wärmespeichertechnologie werden einfache, drucklose Wassertanks herangezogen. Für die Stützjahre 2030 und 2050 werden dabei zunehmende mittlere Speichergrößen angesetzt.

Die Lastausgleichswirkung der Elektromobilität wurde mit REMix im Rahmen früherer Studien detailliert untersucht [15,16]. Unter Verwendung der dafür entwickelten Technologieabbildung wird hier ein gesteuertes Laden der Batterien von Elektrofahrzeugen in Betracht gezogen. Dabei werden neben typischen Fahrprofilen auch Verläufe des ungesteuerten Ladens und der Verfügbarkeit zum Laden, sowie maximaler und minimaler Batteriefüllstände einbezogen.

3.4.3 RÄUMLICHE LASTAUSGLEICHSOPTIONEN

Zum räumlichen Lastausgleich dient in dieser Studie vorwiegend der Transport elektrischer Energie. Technologisch wird dies in Form der konventionellen Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) sowie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) berücksichtigt. Für beide Technologien werden hinsichtlich der Investitionskosten zwei grundsätzliche Entwicklungspfade definiert, die sich darin unterscheiden, ob vorwiegend Kabel oder Freileitungen in Neubauprojekten zum Einsatz kommen. Die jeweilige Zuordnung der zwei Kosten-Entwicklungspfade zu den unterschiedlichen Szenariovarianten des Übertragungsnetzes ist in Kapitel 5.5.2 beschrieben.

Da zukünftig von zusätzlichen Kosten beispielsweise durch den verstärkten Einsatz von „intelligenten“ bzw. Lastfluss steuernden Betriebsmitteln ausgegangen werden muss, wird angenommen, dass sich mögliche Weiterentwicklungen der HDÜ-Technologie, z.B. im Bereich der Supraleiter im Jahr 2030 und 2050 im Vergleich zu heute kaum bemerkbar machen. Für den Kostenpfad „Freileitungen“ bedeutet dies zukünftig gleichbleibende spezifische Investitions- und Betriebskosten im Vergleich zu heute. Der Kosten-Entwicklungspfad „Kabel“ geht hingegen von zunächst deutlich höheren Investitionskosten aus. Da Kabel im Gegensatz zu Freileitungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene zur großräumigen Leistungsübertragung weniger etabliert sind, wird für die Zukunft eine Kostendegression zu Grunde gelegt, wobei im Ergebnis dennoch von um den Faktor 10 höheren spezifischen Investitionskosten im Vergleich zu Freileitungen ausgegangen wird. Ebenfalls wird für HGÜ-Übertragungsstrecken eine zukünftige Reduktion der Investitionskosten basierend auf einer Lernkurve angenommen. Als Grund dafür kann u.a. die mögliche Weiterentwicklung der leistungselektronischen Komponenten für die Stromrichterstationen angesehen werden.

Auf Verteilnetzebene wird lediglich vom Einsatz der Drehstromtechnologie ausgegangen. Genau wie in den übergeordneten Spannungsebenen werden allerdings keine relevanten Kostensenkungspotentiale gesehen. Vielmehr kommen neue Aufgaben auf das Verteilnetz zu, was den zunehmenden Einsatz von Kommunikationstechnik erfordert, die zudem besondere Anforderungen für einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten muss. Zur Bewertung der Integration einer zunehmenden Anzahl dezentraler Erzeuger im Verteilnetz wird die Notwendigkeit neuer Netzausbaumaßnahmen untersucht. Hier werden netzdienliche Speicher als eine alternative Lösung zur Spannungshaltung gesehen. Dafür wird eine Regelungsstrategie zwecks der Minimierung der erforderlichen Auslegung netzdienlicher Speicher entwickelt. Durch eine mögliche Kosten-

senkung bei den Stromspeichern in der Zukunft können sich neue Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Einsatz von Speichern in Konkurrenz zum klassischen Netzausbau ergeben.

3.5 DATENGRUNDLAGE ÜBERTRAGUNGSNETZ (IFK)

3.5.1 NETZDATEN

Ein Modell des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes ist am IFK im Verlauf verschiedener Projekte und studentischer Arbeiten aufgebaut worden. Es enthält Daten des „Ten Year Network Development Plans“ (TYNDP) der ENTSO-E sowie des Netzentwicklungsplans (NEP) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, wobei im Projekt INTEEVER die zum damaligen Zeitpunkt aktuelle NEP [27] und TYNDP [17] als Grundlage verwendet wurden. Außerdem sind eigene Recherchen in die Datenbank eingeflossen. Das Netzmodell wird in regelmäßigen Abständen aktualisiert und erweitert.

Im Projekt INTEEVER werden die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz mittels der PTDF-Methode (Power Transfer Distribution Factors) berücksichtigt, die in Abschnitt 4.1.2 näher beschrieben wird. Im Rahmen dieser Methode werden die Leistungsflussgleichungen um einen Arbeitspunkt zu einer sogenannten PTDF-Matrix aggregiert und linearisiert, um so eine approximierte und regionalisierte, lineare Leistungsflussrechnung zu ermöglichen.

Die Entwicklungen in den Übertragungsnetzen des kontinentaleuropäischen Verbundsystems werden im Projekt INTEEVER bei der Berechnung der PTDF-Matrizen dahingehend berücksichtigt, dass die im TYNDP bis 2030 gelisteten Ausbaumaßnahmen für die betrachteten Regionen in die Netzmodelle eingearbeitet wurden. Folglich können die berechneten PTDF-Matrizen für das Szenario-Jahr 2030 so interpretiert werden, dass sie die Leistungsflüsse linearisiert abbilden, die unter Annahme der berücksichtigten Netzausbaumaßnahmen eintreten würden.

Für den Zeitraum zwischen 2030 und 2050 existieren jedoch keine belastbaren Angaben zum weiteren Ausbau der Übertragungsnetze. Daher werden für das Szenario-Jahr 2050 die gleichen PTDF-Matrizen verwendet wie für 2030. Dies bedeutet, dass die Leistungsflussverteilungen der Szenario-Jahre 2030 und 2050 bei gleichen Daten für Einspeisung und Verbrauch ebenfalls gleich wären. Allerdings werden die Übertragungskapazitäten zwischen Regionen entsprechend des im Modell REMix ermittelten Netzausbaus erhöht, so dass im Szenario-Jahr 2050 höhere Leistungsflüsse möglich sind. Der weitere Ausbau der Übertragungsnetze über 2030 hinaus wird daher in Form von Kapazitätzzubau abgebildet, was als Fortsetzung der Entwicklungen des geplanten Ausbaus der Übertragungsnetzbetreiber betrachtet werden kann.

3.5.2 EINHEITLICHE NETZAUSBAUKOSTEN

Wie in Kapitel 2.2.3 beschrieben, gehen für die Kosten zur Erhöhung von Übertragungskapazitäten einerseits längen- und leistungsspezifische Werte aus der Literatur in die Netzausbauplanung der Energiesystemmodellierung ein. Andererseits finden auch geländespezifische Ausbaukosten Eingang in die Szenarioanalysen. Für erstgenanntes Vorgehen sind die verwendeten Kostenparameter in Tabelle 8 aufgeführt. Sie entsprechen größtenteils den Annahmen für den deutschen Netzentwicklungsplan [27]. Für die Kosten der HGÜ-Komponenten wurde eine weitergehende Differenzierung vorgenommen. Während für Leiterseile und Kabel weitestgehend konstante Kosten für die Zukunft erwartet werden, werden für die DC-Konverterstationen Lernkurven aus [77] zugrunde gelegt. Die angenommene Kostendegression für diese Technologie basiert

dabei weitgehend auf der Erwartung, dass Teilkomponenten wie Stromrichter zukünftig günstiger werden.

Tabelle 8: Annahmen zu spezifischen Netzausbaukosten in REMix

Technologie/ Komponente	Jahr	Kosten	Einheit	Quelle
380 kV-Drehstromtrasse (Freileitung)	2030, 2050	346	€/MW·km	[27]
380 kV-Drehstromtrasse (Kabel)	2030, 2050	346 x 10	€/MW·km	[27,78]
HGÜ-Trasse (Freileitung)	2030, 2050	375	€/MW·km	[27]
HGÜ-Trasse (Kabel)	2030, 2050	2.000	€/MW·km	[27]
HGÜ-Trasse (Seekabel)	2030, 2050	975	€/MW·km	[77]
HGÜ-Konverterstation	2030	102.000	€/MW	[77]
	2050	90.000	€/MW	

Im Rahmen einer Sensitivitätsrechnung in Form unterschiedlicher Netzausbauszenario-Varianten wurde auch die Auswirkung der Differenzierung auf der Kostenseite auf die mit REMix berechneten Indikatoren untersucht.

3.5.3 DATEN FÜR TRASSENSPEZIFISCHE KOSTEN

Für die Ermittlung verbindungsspezifischer Netzausbaukosten findet ein Höhenmodell Anwendung, das auf öffentlich verfügbaren Daten basiert, die von der NASA (National Aeronautics and Space Administration) im Zuge der SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) aufgenommen wurden [18]. Mithilfe dieser Daten wird ein Höhenprofil für die gesamte Fläche des zur Verfügung stehenden Netzmodells erstellt. Dieses umfasst das gesamte europäische Festland von 35 ° bis 58 ° nördlicher Breite sowie von -10 ° westlicher Länge bis 35 ° östlicher Länge. Aus Gründen der Rechenzeitoptimierung werden die Originaldaten auf eine Auflösung von 21“ umgerechnet. Um eine hinreichend genaue Kategorisierung der Geländetypen zwischen zwei Regionen erhalten zu können, werden die Topografiedaten in Cluster eingeteilt. Die Einteilung erfolgt dabei in vier Bereiche: Meeresgebiete / Untersee (MU), Flachland (F), Hügelland und Mittelgebirge (HM) sowie Hochgebirge (HG). Eine genauere Einteilung der Topografie stellt sich als unverhältnismäßig dar, da sich die Kosten zu stark am gewählten Verlauf der Leitung orientieren würden und die Datengrundlage bezüglich der spezifischen Kosten für eine weitere Unterteilung der Geländetypen ohnehin nicht ausreichend ist. Abschließend werden die Netzausbaumaßnahmen mit Umwegefaktoren aus der Literatur versehen, um weitere trassen- und geländespezifische Charakteristika berücksichtigen zu können.

Netzverstärkung

Zur Berechnung der durch Netzverstärkung bereits bestehender Leitungen verursachten Netzausbaukosten sind drei wesentliche Maßnahmen in der Literatur entsprechend Tabelle 9 zu finden.

Tabelle 9: Längenspezifische Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen [19], [27]

Maßnahme	Kosten in €/km
FLM-Aufrüstung Doppelleitung	80·10 ³
380 kV-Stromkreisaufgabe-Einfachleitung	200·10 ³
380 kV-Stromkreisaufgabe-Doppelleitung	400·10 ³

Beim FLM (Freileitungsmonitoring) wird dabei die Betriebstemperatur des Leiterseils überwacht. Die Temperatur ist die wesentliche Begrenzung für die Übertragungsleistung von Freileitungen, da die dadurch bedingte Materialausdehnung zu einem unzulässig starken Durchhängen führen kann. Die Temperatur des Leiterseils hängt allerdings auch wesentlich von der Witterung ab. Die übliche Berechnung der maximalen Übertragungsleistung auf Basis einer hohen Außentemperatur ist konservativ. Mittels einer Anpassung der maximalen Übertragungsleistung an die tatsächlichen Wetterverhältnisse kann diese kurzfristig erhöht werden. Die Erweiterung um eine zusätzliche einfache oder doppelte Stromkreisaufgabe ist je nach Trasse eine weitere Möglichkeit, die zulässige Übertragungsleistung zu erhöhen.

Ertüchtigung Umspannwerk

Für vereinzelte benachbarte Regionen gilt die Besonderheit, dass es gemeinsam betriebene Umspannwerke gibt. Entsprechend wäre im Modell für eine Netzverstärkung zwischen Regionen eine Entfernung von 0 km anzusetzen, so dass ein rein längenspezifisches Kostenmodell für Zu- oder Ausbau diese Kosten nicht berücksichtigen würde. Daher wird angenommen, dass in solchen Fällen eine Ertüchtigung des Umspannwerkes notwendig ist, die entsprechend einem Leitungszubau bzw. -abbau in erhöhten Übertragungskapazitäten resultiert. Basierend auf einer Expertenbefragung werden für solche Maßnahmen Kosten in Höhe von 2,5 Mio. € pro Ertüchtigung festgesetzt.

Netzzubau

Grundlage für die leitungsspezifische Berechnung ist eine Meta-Studie zu spezifischen Investitionskosten im Übertragungsnetz. Die Ergebnisse der Studie sind in Abbildung 4 dargestellt.

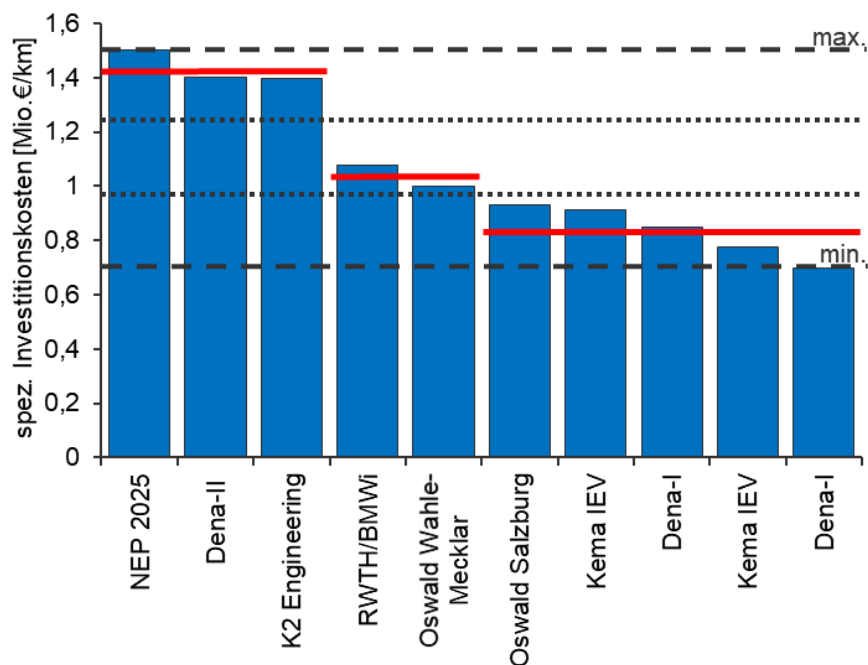


Abbildung 4: Ergebnisse der Meta-Studie zu spezifischen Kosten für Netzzubaumaßnahmen [19], [20], [21], [22],[23], [25], [27], [40]

Die recherchierten Kosten variieren dabei zwischen 1,5 Mio. € pro Kilometer und 0,7 Mio. € pro Kilometer. Zur Abschätzung der Kosten im Vorhaben wird der Bereich zwischen maximalen und

minimalen Kosten in drei gleich große Bereiche eingeteilt, um eine Zuordnung zu den oben eingeführten Topologieclustern zu ermöglichen. Da ein Großteil der Unterseekabelung in Gleichstromtechnik ausgeführt wird, gibt es wenig Erfahrungswerte über die Kosten von Drehstromunterseekabelung. Es werden entsprechend [24] Kosten von 5 Mio. € pro Kilometer Unterseekabel veranschlagt. Im Falle eines Leitungszubaus über Land wird davon ausgegangen, dass ein Leitungsneubau als Doppelleitung ausgeführt wird. Die Höhe der Übertragungsleistung ist dabei jedoch auf einen Maximalwert von unter 5,5 GW beschränkt. Dieser Wert beschreibt die typische maximale Übertragungsleistung einer 380 kV-Doppelleitung [25]. Als Leiterseil wird ein Seil des Typs 562-AL1/49-ST1A angenommen. Die zugehörigen Parameter sind der Tabelle 10 zu entnehmen.

Tabelle 10: Leitungsparameter Leitungszubau

Leiterseiltyp 4 x 562-AL1/49-ST1A	Parameter
Thermische Grenzleistung	2.738 MW
Widerstandsbelag	0,0140 Ω/km
Reaktanzbelag	0,2215 Ω/km
Ableitungsbelag	5,5 μS/km

Die spezifischen Gesamtkosten des jeweiligen Höhenbereichs berechnen sich anschließend aus dem Mittelwert der Studien innerhalb des jeweiligen Bereichs. Die Mittelwerte der Bereiche sind durch die rote Linie in Abbildung 4 gekennzeichnet. Die exakten Werte sind in Tabelle 11 angegeben. In diesen Kosten sind sowohl Leitungs- als auch Verlegekosten berücksichtigt.

Tabelle 11: Annahmen zur Berechnung der leitungsspezifischen Netzzubaukosten

Topografiestufe	Höhe in m	Spezifische Kosten k in €/km	Umwegefaktor
Hochgebirge (HG)	$H \geq 1.200$	$1.432 \cdot 10^3$	1,4
Hügelland und Mittelgebirge (HM)	$600 \leq H < 1.200$	$1.037 \cdot 10^3$	
Flachland (F)	$0 < H < 600$	$833,5 \cdot 10^3$	
Meeresgebiete / Untersee (MU)	$H \leq 0$	$5.000 \cdot 10^3$	1,3

Mit den ermittelten Längen der Netzzubaumaßnahmen und den spezifischen Kosten können nun über Gleichung (5) die gesamten Investitionskosten K_i für eine Netzzubaumaßnahme i berechnet werden:

$$K_i = (l_{i,HG} \cdot k_{HG} + l_{i,HM} \cdot k_{HM} + l_{i,F} \cdot k_F) \cdot 1,4 + (l_{i,MU} \cdot k_{MU}) \cdot 1,3 \quad (5)$$

Dabei entsprechen die Indizes den Zeilen in Tabelle 11. Außerdem bezeichnet l die Länge des jeweiligen Leitungsabschnitts und k die zugehörigen spezifischen Kosten, ebenfalls nach Tabelle 11.

3.6 DATENGRUNDLAGE VERTEILNETZ ^(IEE)

3.6.1 NETZE

Als Grundlage für die Modellierung der Verteilnetze sollten Daten für reale Netze oder je nach Spannungsebene verschiedene Typnetze verwendet werden. Die Typnetze zeichnen sich durch eine Unterscheidung nach Siedlungsstruktur (städtisch, vorstädtisch, ländlich) aus. In den folgenden Untersuchungen wurden zwei verschiedene Typen von Mittelspannungsnetzen (MS-Netze) genutzt.

Generische MS-Netze

In [26] sind zwei generische Netze durch einen Vergleich mit realen Netzdaten als typische MS-Netze definiert. Diese Netze unterscheiden sich in den maximalen Lasten, der Nennleistung des Umspannwerkes sowie der Anzahl der Ortsnetzstationen, die sich jeweils innerhalb des MS-Netzes befinden.

Tabelle 12: Kenndaten der generischen MS-Netze nach [26]

	MS-Netz 1	MS-Netz 2
Kurzschlusscheinleistung auf der Hochspannungsseite	3.000 MVA	3.000 MVA
R/X-Verhältnis auf der Hochspannungsseite	0,1	0,1
Nennleistung Umspannwerk	40 MVA	20 MVA
Anzahl Ortsnetzstationen	120	56
Max. Last NS	23,8 MW	11,1 MW
Max. Last MS (inkl. NS)	27,3 MW	11,1 MW

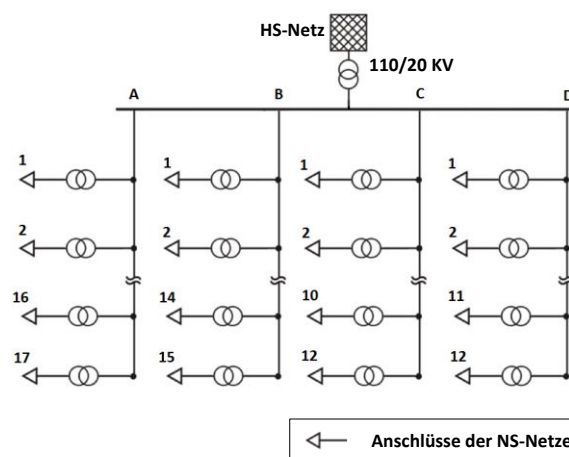


Abbildung 5: Schematische Darstellung beispielhaft für das MS-Netz 2

Georeferenziertes Netzmodell: MS-Oberrhein

Das hier ausgewählte Netzgebiet umfasst das Gebiet Oberrhein, südlich von Kehl gelegen, und ist ein georeferenziertes Mittelspannungsnetz (20 kV) basierend auf öffentlichen Daten (Abbildung 6). Es besitzt 181 Kabel, 322 Schalter, 179 Busse, 2 Umspannwerke/ext. Netze, 140 Niederspannungs(NS)-/Mittelspannungs(MS)-Stationen mit 58,86 MW, 7 MS-Lasten mit 3 MW, 153 Photovoltaik(PV)-Anlagen (~23 MW) und bisher keine Windanlagen. Die Daten für das Mittelspannungsnetz entstammen ausschließlich öffentlich zugänglichen Quellen und wurden im Rahmen eines anderen Projekts zu einem Netzmodell zusammengestellt und validiert.

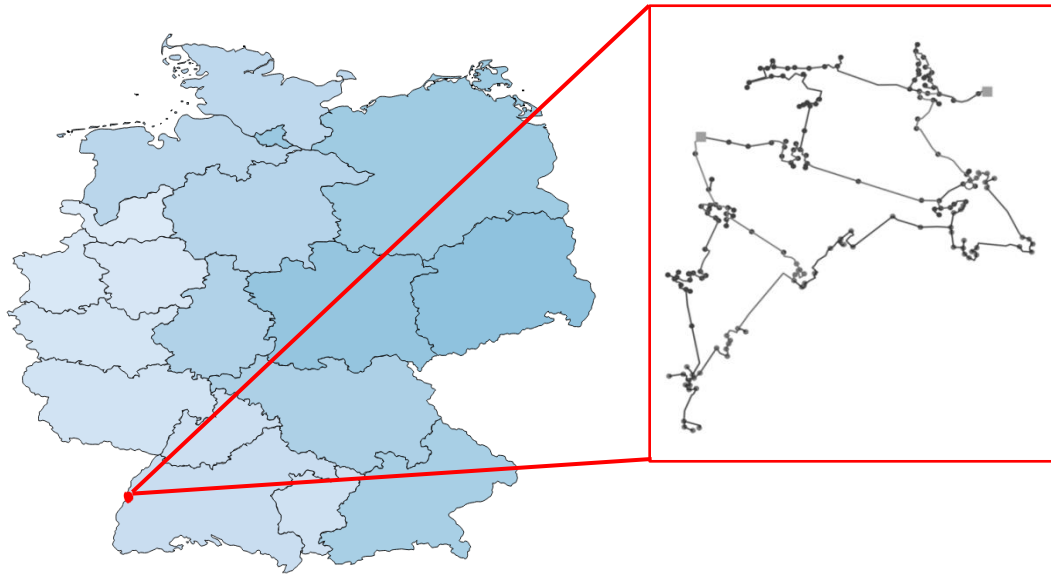


Abbildung 6: Mittelspannungsnetz im Netzgebiet Oberrhein

3.6.2 EINSPEISEZEITREIHEN (PV, WIND)

Für die Verteilnetzanalysen stand eine PV-Jahreszeitreihe aus Kassel in Sekundenauflösung zur Verfügung. Eine Windparkzeitreihe aus Wünneberg wurde für die Dimensionierung der Batterie im betrachteten Netz zur Spannungshaltung genutzt. Bei der sektorenübergreifenden Worst-Case-Analyse hingegen sind zunächst keine Zeitreihen notwendig. Zur Ableitung der Batteriekapazitäten wurden aber stündlich aufgelöste Daten des Deutschen Wetterdienstes an verschiedenen Standorten Deutschlands genutzt. Bei der ersten zeitreihenbasierten Netzbelastungsrechnung wurden Zeitreihen als Eingangsparameter genutzt, die aus Potentialanalysen der Energiesystemmodellierung mit REMix abgeleitet und zur Verfügung gestellt wurden.

3.7 DATENGRUNDLAGE FÜR AGENTENBASIERTE SPEICHEREINSATZSIMULATIONEN ^(DLR)

Um für die Vergleichsanalysen mit den Ergebnissen aus REMix größtmögliche Konsistenz herzustellen, wurden für die Parametrierung des agentenbasierten Modells AMIRIS die Inputparameter aus dem Systemmodell REMix übernommen (vgl. auch Abschnitt 4.3.3). Die Simulationen mit AMIRIS sind aktuell regional noch auf die Abbildung des deutschen Strommarkts begrenzt, zudem waren wichtige, AMIRIS-spezifische Modellparametrierungen bislang nur bis 2035 verfügbar. Vor diesem Hintergrund wurde für die Simulationen mit AMIRIS auf die REMix-Ergebnisse des Stützjahres 2030 für ein ausgewähltes Szenario zurückgegriffen. Für die in Deutschland zu

diesem Zeitpunkt in keinem der betrachteten Szenarien installierten Lithium-Ionen-Batterien wurde zur Analyse daher stellvertretend der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken untersucht, von denen im Szenario 6,5 GW installiert sind. Da mit AMIRIS der Einsatz aggregierter, und nicht einzelner, spezifischer Kraftwerke wie in REMix, simuliert wird, wurde die zu verwendende Energy-To-Power-Ratio (E2P) über alle Kraftwerke gemittelt. Neben den erneuerbaren Energien finden sich im ausgewählten Szenario noch 26 GW an Gasturbinen.

4 MODELLIERUNG

4.1 MODELLBESCHREIBUNGEN

Im Folgenden werden die verwendeten Modelle näher beschrieben. Wesentliche Modellcharakteristika sind mittels Steckbriefen zusammengefasst, die hier immer für das Modell- bzw. Modellierungsframework im Allgemeinen gelten. Die spezifische Verwendung des jeweiligen Modells ist anschließend erläutert. Für die Charakterisierung von Input- und Outputparametern sind die Dimensionen von Bedeutung, hinsichtlich derer sie sich unterscheiden, beispielsweise ob sie als Skalare oder Vektoren verwendet werden. In den nachfolgenden Tabellen wird daher eine zeitliche Differenzierung mit ZD, eine räumliche Differenzierung mit RD und eine technologische Differenzierung mit TD gekennzeichnet. Eine zeitliche Differenzierung ist gegeben, sobald die Eingangs- bzw. Ausgangsdaten als Zeitreihe vorliegen.¹⁰

4.1.1 REMIX^(DLR)

Das Modell „Renewable Electricity Mix for a sustainable energy supply“ (REMIX) ist ein lineares, Bottom-Up-Energiesystemmodell, das zur zeitlich und räumlich differenzierten Analyse von Langfrist-Energieszenarien mit hohen Anteilen insbesondere fluktuierender erneuerbarer Energien (fEE) entwickelt wurde. Zielfunktion ist hierbei eine Kostenfunktion, welche die Systemkosten, d.h. Betriebskosten und Annuitäten der betrachteten Technologien darstellt. Diese werden unter Vorgabe technisch-physikalischer Restriktionen minimiert. Ähnliche Modelle, die unter Fokussierung auf das Stromsystem auf diesen Modellierungsansatz zurückgreifen werden häufig als Strommarktmodelle genutzt.

¹⁰ D.h., beispielsweise im Fall von REMix werden zwar die Kostenparameter für unterschiedliche Technologien unterschieden, sie sind jedoch für das gesamte geografische Untersuchungsgebiet, sowie während der betrachteten 8.760 Zeitpunkte innerhalb eines Jahres gleich. Dies schließt allerdings nicht aus, dass sich die Kostenparameter zwischen unterschiedlichen Stützjahren unterscheiden können, da für jedes Stützjahr ein eigener Rechenlauf durchgeführt wird.

Tabelle 13: Typische Modellcharakteristika von REMix

Modellname	REMix			
Urheber (Institut)	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik			
Modelltyp	Systemkostenminimierende Einsatzoptimierung und Ausbauplanung			
Technischer Fokus	Lastdeckung im Stromsektor mit Kopplung zum Wärme- und Verkehrssektor			
Geografischer Fokus	Europa und Nordafrika (EUNA)			
Räumliche Auflösung	Länder / Regionen			
Anzahl betrachteter Zeitpunkte pro Rechenlauf	8.760			
Zeitliche Auflösung	1h-Schritte			
Input-Parameter		ZD	TD	RD
	• Wirkungsgrade		✓	
	• Potentialgrenzen und technische Restriktionen		✓	
	• Betriebskosten		✓	
	• Investitionskosten		✓	
	• Brennstoffpreise und CO ₂ -Zertifikatspreis			
	• Bedarfsprofile für Strom (Wärme und Wasserstoff)	✓		✓
Output-Parameter	• Kapazitäten für Energiewandlung, -speicherung und -übertragung	✓	✓	✓
	1. Potentielle Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energiequellen	✓	✓	✓
	2. Zeitliche Einsatzprofile von Erzeugungstechnologien und Lastausgleichsoptionen (s. 8.2)	✓	✓	✓
	3. Ausbau von Kapazitäten für Energiewandlung, -speicherung und -übertragung		✓	✓

REMix liefert einerseits auf Grundlage von GIS-basierten Potentialanalysen Zeitreihen der potentiellen Stromerzeugung aus fluktuierenden, erneuerbaren Energien. Diese dienen im Rahmen der Systemkostenminimierung zur Ermittlung von Zeitreihen des optimalen Einsatzes der einzelnen Erzeugungstechnologien für Strom, Wärme und Wasserstoff, sowie der Lastausgleichsoptionen (s. 8.2). Andererseits ermöglicht der verwendete Modellierungsansatz auch die Durchführung von Studien zur Ausbauplanung von Erzeugungstechnologien und Lastausgleichsoptionen.

Die Parametrierung des Modells umfasst nicht nur für Deutschland, sondern für alle betrachteten Regionen des Untersuchungsgebiets die wesentlichen Technologien zur Erzeugung, zur Speicherung, zum weiträumigen Transport, zum Lastmanagement und für die ggf. flexibilisierte Interaktionen des Stromsektors mit den Sektoren Wärme und Verkehr. Der Schwerpunkt von Analysen mit REMix kann sich daher auf unterschiedliche Bereiche des Energiesystems konzentrieren.

rieren, wobei beispielsweise der jeweilige Einfluss von Energiespeichern oder der Stromübertragung analysiert werden kann.

Im vorliegenden Fall fungiert REMix als zentrale Schnittstelle zwischen den unterschiedlichen Bewertungsperspektiven und Modellierungen. Anhand vorgegebener Szenarien des Kraftwerksparks und vorgegebener Strombedarfsprofile wird einerseits der stündliche Einsatz der betrachteten Technologien und andererseits die benötigte Systemflexibilität mittels Ausbauplanung für die miteinander konkurrierenden Lastausgleichsoptionen bestimmt (vgl. Abbildung 1). Das Kraftwerkseinsatzmodell berücksichtigt dabei Kostenaufschläge beim Lastwechsel, um den Effekt eines häufigen starken Hoch- und Herunterfahrens von Kraftwerksleistung zu beschränken. Zentrales Ergebnis ist ein aus volkswirtschaftlicher Sicht optimiertes Stromversorgungssystem, welches für mehrere Zeithorizonte in der Zukunft für Europa ermittelt wird. Im Folgenden wird erläutert, welche der Modellfunktionalitäten von REMix in INTEEVER genutzt werden.

Abregelung

Ein Ergebnis der REMix-Modellierung ist das stündliche Auftreten von überschüssigen Stromerzeugungsleistungen in Abhängigkeit der Annahme von Flexibilitäten im Stromsystem. REMix ermöglicht es grundsätzlich die Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugungsleistung einzuschränken. Wird dies erzwungen, können allerdings Effekte auftreten, die einem effizienten Systembetrieb stark entgegenwirken, da ein Gleichgewicht von Nachfrage und Angebot gewährleistet werden muss, ggf. auch unter „Vernichtung“ überschüssiger nutzbarer Energie (d.h. z.B. durch Stromübertragung über Umwege zur Generierung von Verlusten). Andererseits bestimmen Zeitpunkte mit hoher Einspeiseleistung aus fEE in der Regel die Höhe des Netzausbaus, der nur für diese wenigen Zeitpunkte im Jahr benötigt wird. Um unverhältnismäßig hohe Investitionen in den Netzausbau zu vermeiden, kann zwar die Abregelung auf einen bestimmten Wert (beispielsweise 3 % der potentiellen Jahresstromerzeugung aus PV und Wind Onshore wie in [27]) begrenzt werden. Das oben beschriebene Verhalten lässt sich durch diese Begrenzung allerdings nicht ausschließen. Aber auch das Zulassen einer unbeschränkten, kostenfreien Abregelung bringt Nachteile mit sich. So kann sich ein aus betriebswirtschaftlicher Sicht weniger plausibler Systembetrieb ergeben, wobei bestimmte Technologien im Extremfall nur für einzelne Stunden im Jahr, aus Einzelbetreibersicht nicht kostendeckend, eingesetzt werden. Da die Modellergebnisse von REMix aber keiner betriebswirtschaftlichen Bewertung folgen, ist die Abregelung von Strom aus fEE im vorliegenden Fall in REMix uneingeschränkt zulässig.

CO₂-Zertifikatspreise

Im Modell REMix können sowohl CO₂-Emissionsobergrenzen (caps) als auch CO₂-Zertifikatspreise als exogene Randbedingung vorgegeben werden. Die in Kapitel 3.1.3 ermittelten CO₂-caps betreffen ausschließlich den Stromsektor und dienen der Festlegung der installierten Leistungen des europäischen Kraftwerksparks mittels vorgelagerten Modellläufen. Die vollständige Berücksichtigung des Wärmebedarfs im Modell (s. Kapitel A1.3) führt allerdings zu zusätzlichen CO₂-Emissionen, die von nicht stromverbrauchenden Wärmeerzeugern (z.B. Gasheizungen) verursacht werden. Die Einhaltung der caps kann somit zu einem nicht lösbaren Problem führen, wenn ein Großteil des Wärmebedarfs über fossile Brennstoffe gedeckt werden muss. In diesem Fall kann in Engpasssituationen im Stromsektor die Option einer Lastdeckung mittels zugebauten Gasturbinen [28] aufgrund des beschränkten CO₂-Budgets nicht mehr gezogen werden. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, werden für die Szenarienanalysen mit RE-

Mix CO₂-Zertifikatspreise anstelle von CO₂-Emissionsobergrenzen genutzt. Die hierfür angesetzten mittleren Kosten liegen bei 75 EUR/t_{CO2} im Szenario-Jahr 2050 (s. 3.1.3). Die in Kapitel 6.2 gezeigten CO₂-Emissionen aus den REMix-Modellierungen umfassen folglich nicht nur die Emissionen aus der Strom-, sondern auch der Wärmeerzeugung.

Genutzte Lastausgleichsoptionen

In REMix bestehen unterschiedliche Möglichkeiten Lastausgleichsoptionen modellexogen vorzugeben oder -endogen einen Ausbau zu optimieren. Für Strom- als auch für Wärmespeicher wird eine Ausbauplanung durchgeführt. In Bezug auf erstere betrifft dies Pumpspeicherkraftwerke, Lithium-Ionen-Batteriespeicher, Druckluftspeicher und Vanadium-Redox-Flow-Batteriespeicher. Als Wärmespeicher kommen vornehmlich Warmwasserspeicher unterschiedlicher Bauart zum Einsatz. Ihre technische Charakterisierung unterscheidet sich abhängig von ihrem Einsatz als Pufferspeicher für Fernwärme, industrielle Prozesswärme oder Kleinspeicher im Haushaltsbereich.

Im Stromtransportnetz ist, wie in Kapitel 5.3 beschrieben, die Erhöhung von Übertragungskapazitäten (GTCs) entweder durch die Ausbauplanung von HGÜ-Strecken oder die Verstärkung bestehender HDÜ-Strecken möglich. Hinsichtlich letzterer wirkt sich die Ausbauplanung ausschließlich auf die GTCs und nicht auf die Leistungsflussverteilung aus. Diese ist entweder entfernungsabhängig oder wird von extern vorgegebenen PTDF-Matrizen bestimmt. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass damit verbundene Abweichungen in der Leistungsflussverteilung zumindest keinen größeren Fehler verursachen als die Tatsache, dass der Kraftwerkseinsatz des Netznutzungsfalls, aus dem die extern vorgegebenen PTDF-Matrizen resultieren, erheblich vom Kraftwerkseinsatz in den Szenarien abweichen kann (z.B. durch räumliche Verlagerung von Stromerzeugungs- und Strombedarfsschwerpunkten).

Als weitere Optionen zum Lastausgleich werden Potentiale zum Demand-Side-Management von Industrieverbrauchern berücksichtigt, die in den Modellierungen genutzt werden können [37]. Ebenso wird die Möglichkeit der Ladesteuerung von angenommenen zukünftigen Elektroautoflotten einbezogen und in den Szenariovarianten, welche das Vorhandensein einer relevanten Wasserstofferzeugung und -nutzung unterstellen, die Rückverstromung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff ermöglicht. Zur großskaligen Speicherung ist dafür die Verwendung von Salzkavernen vorgesehen. Für den Transport über Regionengrenzen hinweg wird die uneingeschränkte und räumlich nicht begrenzte Nutzbarkeit des Gastransportnetzes unterstellt.

4.1.2 POSIM (IFK)

POSIM ist eine Software zur Leistungsflussberechnung und zur Simulation von dynamischen Vorgängen im Übertragungsnetz, wobei auch die Dynamik von Erzeugern, Lasten und Regelvorgängen abgebildet ist. Im Projekt INTEEVER werden mit POSIM Leistungsflussberechnungen, d.h. stationäre Berechnungen durchgeführt. Die Angaben in der obigen Tabelle beziehen sich nur auf diese Anwendung und nicht auf die dynamische Netzsimulation, da letztere in INTEEVER nicht verwendet wurde. Das Netzmodell, das den Berechnungen zugrunde liegt, erstreckt sich über das frequenzsynchrone europäische Verbundsystem (ENTSO-E Regional Group Continental Europe) inklusive Tunesien, Algerien und Marokko und beinhaltet alle existierenden Übertragungsleitungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene, vgl. Abbildung 7.

Tabelle 14: Typische Modellcharakteristika von POSIM

Modellname	POSIM			
Urheber (Institut)	Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik			
Modelltyp	Simulation			
Technischer Fokus	Dynamisches Verhalten und stationärer Leistungsfluss im Stromnetz			
Geografischer Fokus	ENTSO-E Regional Group Continental Europe (RG CE) Außerdem: Tunesien, Algerien, Marokko.			
Räumliche Auflösung	Übertragungsnetzknottenscharf			
Anzahl betrachteter Zeitpunkte pro Rechenlauf	<ul style="list-style-type: none"> • 1 (bei der Berechnung einer konkreten PTDF-Matrix) • 8.760 (bei der Berechnung der stationären Leistungsflüsse für jede Stunde eines Jahres) 			
Zeitliche Auflösung	Stationäre Berechnung: Entsprechend der zeitlichen Auflösung der Eingangsdaten, im Projekt INTEEVER 1h-Schritte			
Input-Parameter	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Charakteristika der Netzbetriebsmittel • Leistungsbilanz 	ZD	TD	RD
Output-Parameter			✓	✓
	1. GTC-Werte			✓
	2. PTDF-Matrizen			✓
	3. Leistungsflüsse über Flowgates			✓

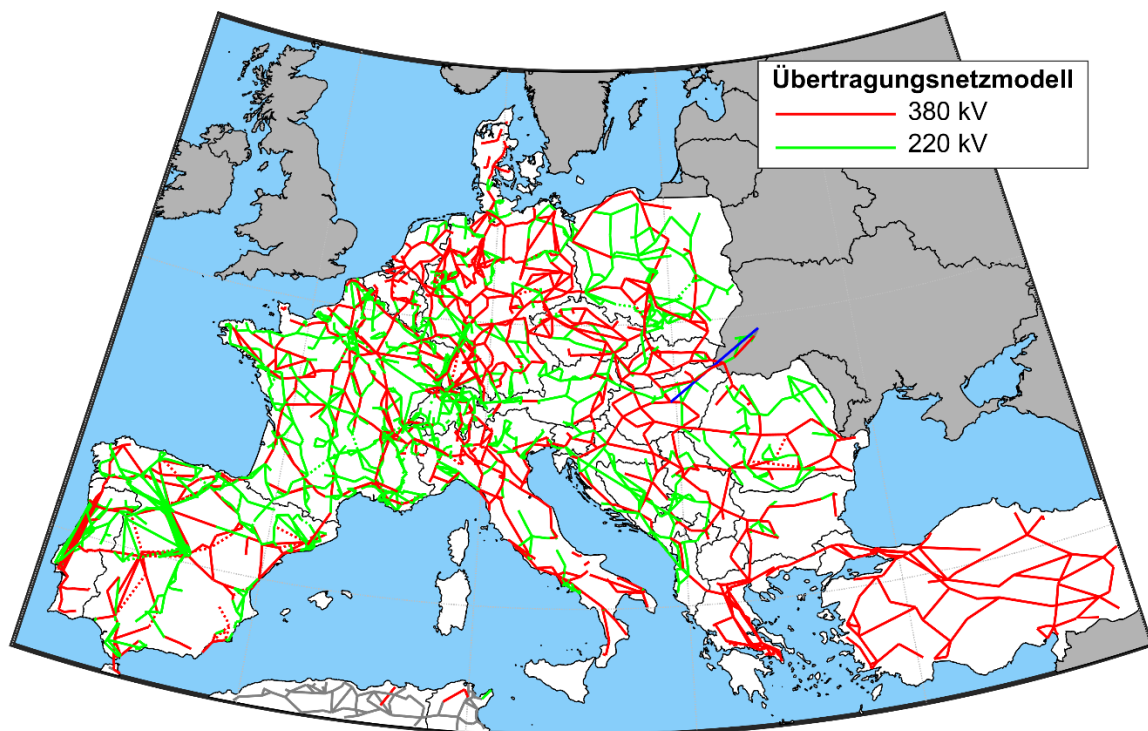


Abbildung 7: POSIM zugrunde liegendes Netzmodell (Darstellung unvollständig, da nicht für alle Umspannwerke Geokoordinaten vorliegen. Diese sind dennoch im Netzmodell abgebildet.)

Das Netzmodell umfasst dabei etwa 1.000 Kraftwerke, 4.000 dynamische Lasten, 10.000 Übertragungsleitungen, 1.000 Transformatoren und 1.000 summarische Windparks. Es ermöglicht Simulationen im Zeit- und Frequenzbereich und wird kontinuierlich über ein verbundnetzweites, institutseigenes Monitoringsystem validiert.

Linearisierte Leistungsflussberechnung mittels PTDF

Grundlage für die linearisierte Leistungsflussberechnung nach dem PTDF-Verfahren („Power Transmission Distribution Factor“, Leistungsflussverteilungsfaktoren) ist ein bestehender Netznutzungsfall als Ausgangspunkt für die Linearisierung, der die Leistungsflüsse im Ausgangsfall zwischen den Regionen, $P_{F,0}$, eines regionalisierten Netzmodells beschreibt. Aus diesem Referenzfall ergibt sich ebenfalls der Vektor der Wirkleistungsbilanzen $P_{R,0}$ der betrachteten Regionen. Die Regionalisierung fasst dabei mehrere Knoten eines Netzes zu einer Region zusammen, die aus Sicht der Netzberechnung dann einen neuen Knoten bilden. Das grundlegende Vorgehen ist in Abbildung 8 dargestellt.

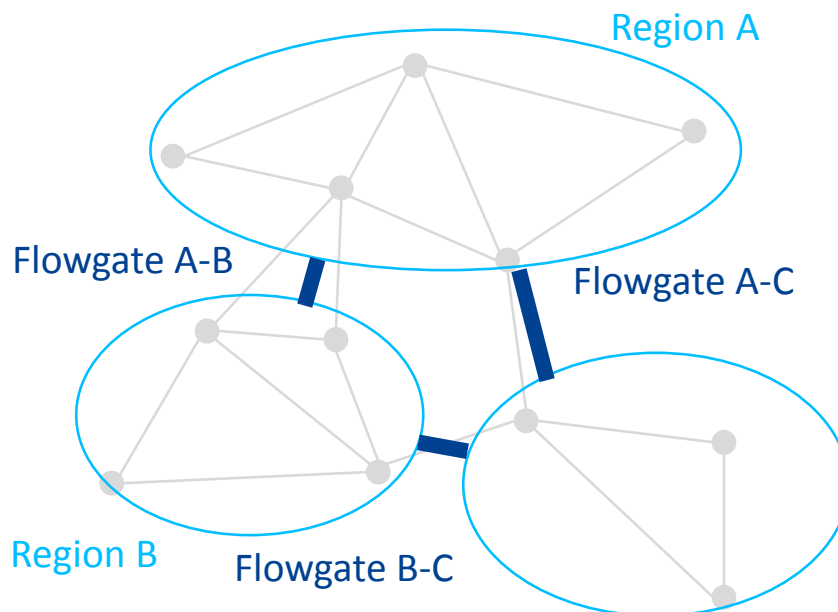


Abbildung 8: Netzreduktion als Grundlage zur regionalisierten PTDF-Berechnung

Um die Charakteristik des zu regionalisierenden Netzes beizubehalten, müssen dabei zum einen die jeweiligen Knoteneigenschaften wie beispielsweise Verbrauch und Erzeugung auf den neuen, summarischen Netzknoten (im Folgenden Region genannt) übertragen werden. Zum anderen müssen die Verbindungen inklusive ihrer Eigenschaften zwischen den ursprünglichen Knoten bzw. neu gebildeten Regionen erhalten werden. Diese summarischen Verbindungen werden im Folgenden Flowgates (s. Abschnitt 8.2) genannt. Zur Erstellung einer PTDF-Matrix für den regionalisierten Fall wird daraufhin ermittelt, wie sich die Leistungsflüsse über diese Flowgates ändern, wenn die Bilanz einer Region verändert wird. Es ergibt sich eine PTDF-Matrix M_{PTDF} mit Leistungsflussverteilungsfaktoren, anhand derer die Leistungsflüsse P_F für veränderte Einspeisesituationen näherungsweise berechnet werden können:

$$P_F = M_{PTDF} \cdot (P_R - P_{R,0}) + P_{F,0}. \quad (6)$$

Im Projekt INTEEVER werden stündliche Leistungsflusssimulationen durchgeführt, weswegen für jedes Jahr 8.760 PTDF-Matrizen und die zugehörigen Vektoren benötigt würden. Aufgrund des hohen Rechenaufwands und der datenseitigen Ungenauigkeit bei einer Überführung von regionalisierten Ergebnissen aus REMix in einen plausiblen knotenscharfen Netznutzungsfall, wird auf die Ermittlung von stündlichen PTDF-Matrizen verzichtet. Stattdessen werden die Netzberechnungen auf Basis von insgesamt sechs charakteristischen PTDF-Matrizen durchgeführt. In REMix wird jeweils diejenige PTDF-Matrix verwendet, deren zugrundeliegender Netznutzungsfall (Arbeitspunkt der Linearisierung) dem Netznutzungsfall in der zu berechnenden Stunde am ähnlichsten ist. Die Methodik zur Erstellung dieser Matrizen wird in Kapitel 6.1 näher beschrieben.

Für jede zu erstellende PTDF-Matrix wird ausgehend vom zugrundeliegenden Netznutzungsfall, dem sogenannten Arbeitspunkt, die Einspeiseleistung einer Region um insgesamt $\Delta P = 100$ MW erhöht. Dabei wird jedem Knoten innerhalb der Region eine Teilleistung zugeteilt, um Konvergenzprobleme zu vermeiden. Weiterhin wird für diese nahe am ursprünglichen Arbeitspunkt liegende Netzsituation eine detaillierte Leistungsflusssimulation durchgeführt und die sich ergebenden Austauschleistungsänderungen auf den Flowgates zwischen den betrachteten Regionen erfasst. Dieses Vorgehen wird für jede Region wiederholt, womit sich am Ende der Erstellung der PTDF-Matrix eine Matrix der Größe $|\text{Flowgates}| \times (|\text{Regionen}| - 1)$ ergibt. Mit Hilfe dieser Matrix können nun mittels (6) vereinfachte, aber schnelle und hinreichend genaue Berechnungen von Leistungsflüssen für Netznutzungsfälle durchgeführt werden, die für Netzsituationen ähnlich zum Arbeitspunkt der Linearisierung belastbare Ergebnisse liefern.

4.1.3 *PANDAPOWERPRO* (IEE)

Für die Verteilnetzanalyse wird ein auf Python basiertes Softwaretool „pandapowerPro“ benutzt, das seit längerem am Fraunhofer IEE und der Universität Kassel entwickelt wird. Die Grundlage bildet „pandapower“ [29] als Simulationsumgebung zur Abbildung des Datenmodells der Stromnetze. Das Modell basiert auf den Python-Modulen „pandas“ und dem Leistungsflussmodell und Optimal Power Flow (OPF) Solver „PYPOWER“ und ist mittlerweile als open-source-Softwarepaket auf www.pandapower.org kostenfrei herunterzuladen. Darauf aufbauend werden am Fraunhofer IEE weitere Anwendungen programmiert, die neben Netzanalyse auch ein Paket für die Netzausbauplanung bereitstellen. Die Netzausbauplanung wurde in anderen Projekten entwickelt und hier genutzt, um die Ergebnisse aus der Modellierung der Systemebene mit REMix auf exemplarische Netze abzubilden. Näheres zur Methode findet man in [30]. Die Funktionalitäten sind in pandapowerPro implementiert und konnten somit unter Nutzung exogener Annahmen aus dem REMix-Modell angewendet werden.

Tabelle 15: Typische Modellcharakteristika des Verteilnetzmodells

Modellname	pandapower(Pro)			
Urheber (Institut)	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik			
Modelltyp	Zeitreihensimulation sowie Leistungsflussberechnung			
Technischer Fokus	Stationärer Leistungsfluss im Stromverteilnetz			
Geografischer Fokus	Einzelne Verteilnetzgebiete			
Räumliche Auflösung	Niederspannungsnetzknotenscharf			
Anzahl betrachteter Zeitpunkte pro Rechenlauf	2 (Worst-Case Analyse), Jahressimulation (z.B. 525600 bei 15 min Auflösung)			
Zeitliche Auflösung	1 bis 15 Minuten -			
Input-Parameter	<ul style="list-style-type: none"> MS- und NS-Netzmodelle Last (Wirk-, Blindleistung) pro Haushalt/Gewerbe Erzeugung (Wirk-, Blindleistung) pro Erzeugungsanlage 	ZD	TD	RD
		✓		✓
		✓	✓	✓
		✓	✓	✓
Output-Parameter		✓		✓
			✓	✓
		✓	✓	✓

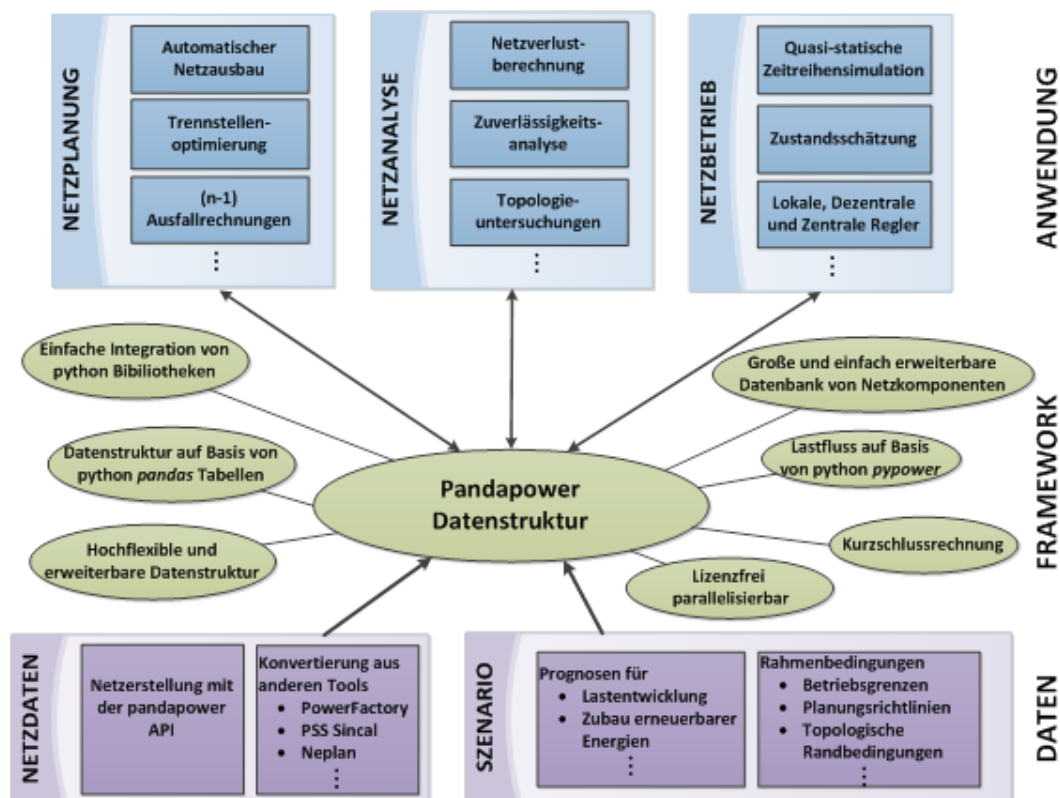


Abbildung 9: Konzept „pandapower/pandapowerPro“-Software. Der grün gekennzeichnete Teil „pandapower“ ist Open-Source. Anwendungen (blau) werden vom Fraunhofer IEE entwickelt

4.1.4 AMIRIS ^(DLR)

Tabelle 16: Typische Modellcharakteristika von AMIRIS

Modellname	AMIRIS - A genten m odell zur I ntegration R egenerativer in die S trom- m ärkte			
Urheber (Institut)	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik			
Modelltyp	Agentenmodell (Simulation)			
Technischer Fokus	Strommarkt, Einsatz Erneuerbarer Energien unter regulatorischen Rahmenbedingungen auf Akteursebene			
Geografischer Fokus	Deutschland			
Räumliche Auflösung	national			
Anzahl betrachteter Zeitpunkte pro Rechenlauf	Variabel (für ein Jahr: 8760)			
Zeitliche Auflösung	1h-Schritte			
Input-Parameter		ZD	TD	RD
	• Kosten (fix und variabel) für Anlagebetreiber und Direktvermarkter	✓	✓	
	• Wirkungsgrade	✓	✓	
	• Rahmenbedingungen	✓	✓	
	• Brennstoffpreise und CO ₂ -Zertifikatspreise	✓	✓	
	• Lastprofil	✓		
	• Installierte Stromerzeugungskapazitäten	✓	✓	
Output-Parameter	• Einsatzprofile von Speichern unter unterschiedlichen Betriebsstrategien	✓	✓	
	• Einsatzprofile von Speichern unter unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen	✓	✓	
	• Erlöse der Direktvermarkter	✓	✓	

Das am DLR entwickelte Agentenmodell AMIRIS ermöglicht Analysen zur Marktintegration der erneuerbaren Energien (EE) sowie von Flexibilitätsoptionen. Im Gegensatz zu Gleichgewichts- und Optimierungsmodellen existiert keine übergeordnete, zentral vorgegebene Zielfunktion. Im Zentrum stehen die im Modell als Agenten dargestellten Akteure der Stromwirtschaft mit ihren Wahrnehmungen und Handlungsmustern. Durch die Modellierung entsteht ein sich selbst entwickelndes System, in dem der Einfluss des Akteursverhaltens und seiner Wechselwirkungen zwischen den Akteuren dargestellt wird.

AMIRIS verfügt über eine detaillierte, stündlich aufgelöste modellendogene Simulation des Energy-Only-Marktes, in dem die Grenzkosten der Kraftwerke über Rohstoffpreise, CO₂-Preise, Wirkungsgrade der Technologien und weitere variable Kosten bestimmt werden. Die relevanten

Akteure (z.B. Direktvermarkter von EE-Anlagen) sind als Agenten prototypisiert abgebildet. Ihre mikroökonomisch ausgerichteten Entscheidungen basieren dabei sowohl auf der mit Unsicherheiten verknüpften Einschätzung der Marktpreise wie auch auf der Berücksichtigung aktueller Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien. Aus dem strategischen Handeln der Akteure resultieren Marktpreise, aus denen Refinanzierungsmöglichkeiten für die Anlagenbetreiber oder Versorgungsengpässe über Knappheitspreise abgeleitet werden können. So kann mit AMIRIS z.B. der Einsatz von Schlüsseltechnologien im Strommarkt aus der betriebswirtschaftlichen Sicht untersucht werden. Abbildung 10 zeigt die Struktur des AMIRIS-Modells. Die EE-Anlagenbetreiber-Agenten können prototypisch nach verschiedenen Leistungsklassen mit unterschiedlich hohen Stromgestehungskosten und Eigentümerstrukturen ausdifferenziert werden und somit unterschiedliche Handlungsmotivationen und Renditeerwartungen aufweisen¹¹. Genauso wie die Anlagenbetreiber können auch die Direktvermarktungs-Agenten prototypisierte EE-Direktvermarkter abbilden. Sie übernehmen für die vertraglich an sie gebundenen Anlagenbetreiber sämtliche Pflichten der Direktvermarktung, wie Leistungs- und Preisprognosen sowie die Fahrplanmeldung. Es sind verschiedene Förderinstrumente wie z.B. die gleitende oder fixe Markt- oder Kapazitätsprämie implementiert, die unterschiedliche Anreizwirkungen hinsichtlich des Einspeiseverhaltens mit sich bringen.

Physikalisch fließt der Strom im Modell über den Netzbetreiber zum Lieferanten, der die Nachfrage symbolisiert und als Senke des Systems dient. Die Nachfrageseite wird derzeit über ein gesamtdeutsches Lastprofil abgebildet. Eine detaillierte Modell- und Methodenbeschreibung von AMIRIS ist in [31] zu finden.

¹¹ Die Identifizierung, Typbildung und Modellierung der einzelnen Anlagenbetreiber- und Direktvermarktungs-Agenten basiert dabei auf einer sozio-technischen Akteursanalyse mit Hilfe von Dokumentenanalysen, semi-strukturierter Experteninterviews und Akteursworkshops. Diese Akteursanalysen wurden z.T. in Vorprojekten zur Entwicklung des AMIRIS-Modells gemeinsam mit Technik- und Umweltsoziologen des „Zentrums für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung“ (ZIRIUS) der Universität Stuttgart durchgeführt.

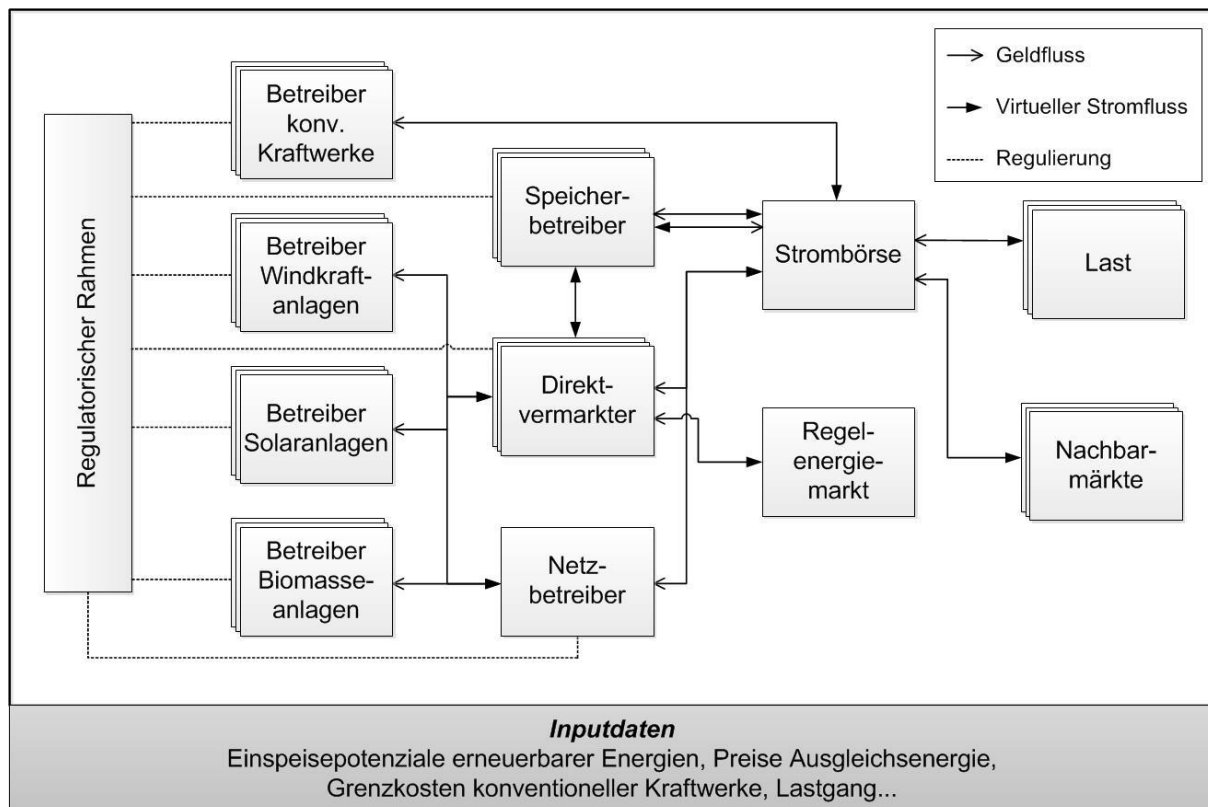


Abbildung 10: Struktur des Agentenmodells AMIRIS

AMIRIS ergänzt in INTEEVER die Perspektive der volkswirtschaftlichen Systemoptimierung um betriebswirtschaftliche Einsatzstrategien der betrachteten Speichertechnologien. Dies geschieht vor dem Hintergrund der ermittelten Zusammensetzungen des Kraftwerksparks sowie unter Berücksichtigung verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen.

4.2 MODELLENTWICKLUNGEN

Die Weiterentwicklung des Modells REMix umfasst mehrere Aspekte. Dies sind zum einen die im Modell integrierte Lastflussberechnung und Netzausbauplanung und zum anderen eine vereinfachte Methodik zur Modellierung des Lastmanagements in REMix. Hier werden ebenfalls Aspekte so genannter „Unit-Commitment-Modelle“ [34] bei der Modellierung thermischer Kraftwerke berücksichtigt. Methodische Weiterentwicklungen erfolgten in INTEEVER zudem zur Ermittlung von regional unterschiedlichen Netzausbaukosten und charakteristischen PTDF-Matrizen für das Übertragungsnetz sowie zur Analyse von Netzausbaustrategien im Verteilnetz. Für die Agentenbasierte Modellierung von Speicherstrategien wurden ebenfalls neue Modellansätze entwickelt und angewendet.

4.2.1 NETZMODELLIERUNG IN REMIX ^(DLR)

Die Netzmodellierung in REMix basiert auf der räumlichen Aggregation der Übertragungsleitungen des europäischen Verbundnetzes auf Regionen (vgl. Abbildung 3). Zur Modellierung des Leistungsflusses zwischen Regionen werden im Grunde zwei lineare Modellierungsansätze genutzt. Diese gewährleisten neben dem räumlichen Lastausgleich die Möglichkeit zur Ausbauplanung von Übertragungskapazitäten. Dabei dient ein lineares, kapazitätsbeschränktes Transportmodell [51] zur Modellierung des Stromtransports über HGÜ-Übertragungsstrecken, wäh-

rend mit Hilfe eines DC-Lastfluss-Modells [32] Leistungsflüsse im HDÜ-Netz abgebildet werden. Die hierfür benutzten PTDF werden entweder aus dem Verhältnis von Entfernungen zwischen geografischen Regionen-Mittelpunkten ermittelt und konstant über alle Stunden des Jahres angenommen.

Alternativ wurde REMix um eine Schnittstelle erweitert, welche die Nutzung von stundenspezifischen, extern bestimmten PTDF-Zeitreihen ermöglicht. Hiermit sollen netzseitige Restriktionen bezüglich der Leistungsflussverteilung im Stromübertragungsnetz in Abhängigkeit zeitlich unterschiedlicher Einspeise- und Lastsituationen besser als bisher berücksichtigt werden (s. 4.3.1).

4.2.2 *BESTIMMUNG LEITUNGSSPEZIFISCHER NETZAUSBAUKOSTEN (IFK)*

Um zu berücksichtigen, dass Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz zum einen aus Netzverstärkungsmaßnahmen bereits verbundener Regionen bestehen können, und zum anderen Netzausbau durch Neubauprojekte betrieben werden kann, muss die Bestimmung der leitungsspezifischen Netzausbaukosten über zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt werden: Netzausbau und Netzzubau. Beide Ansätze haben gemein, dass zunächst über Meta-Studien die technologiespezifischen Kosten ermittelt werden müssen. Weiterhin ist zur Bestimmung der absoluten Kosten einer Netzausbaumaßnahme die Distanz zwischen Anfangs- und Endpunkt je Maßnahme zu ermitteln. Vereinfachte Überlegungen wie die Verbindung zweier Flächenschwerpunkte von Regionen führen aufgrund ihrer großflächigen Definition im Projekt zu unrealistisch großen Längen und damit zu unrealistisch hohen Kosten.

Um Netzverstärkungs- und Netzzubaumaßnahmen realistisch abbilden zu können, werden darum die jeweils nächsten Umspannwerke zweier bereits durch Flowgates verbundenen Regionen bzw. zu verbindenden Regionen gewählt. In einem zweiten Schritt wird die kürzeste Distanz zwischen verbundenen Umspannwerken mittels der Trassentopografie über ein Referenz-Ellipsoidmodell der Erde ermittelt. Durch die Änderung der Topografie ändert sich beispielsweise die Anzahl der benötigten Masten. So müssen bei einer Trasse, die durch hügeliges Gebiet führt, eine höhere Anzahl an Masten eingeplant werden, um an jedem Ort den nötigen Bodenabstand einhalten zu können. Auch nehmen die Baukosten der Leitung in schwierigem Gelände zu, da Material und Maschinen aufwendig an die Baustelle transportiert werden müssen. Aus diesem Grund verwendet die Methode ein Höhenmodell des europäischen Festlandes, welches das gesamte Gebiet des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes abdeckt. Auf Basis dieser in den Abschnitten 3.5.3 und 6.1.3 näher beschriebenen Methodik werden die Kosten der Freileitungen berechnet.

4.2.3 *VERBESSERUNG DES MODELLS ZUR KRAFTWERKSEINSATZOPTIMIERUNG (DLR)*

Beim Kraftwerkseinsatzmodell in REMix handelt es sich um ein klassisches „Economic Dispatch“ Modell [34], das auf einem Linear Programming-Ansatz basiert. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass die Flexibilität von Großkraftwerken, insofern es sich pro Region nur um wenige einzelne handelt, tendenziell überschätzt wird. Um den Effekt häufiger Lastwechsel im Kraftwerkseinsatzmodell zu beschränken werden deshalb Strafkosten („wear and tear costs“) angenommen. Durchgeführte Parametervariationen zu diesen Kosten haben allerdings gezeigt, dass die Höhe dieser Kosten nur einen sehr geringen Einfluss auf den sich ergebenden Kraftwerkspark hat. Dies deckt sich ebenfalls mit den Erkenntnissen aus [33]. Darin wird gezeigt, dass der Fehler des verwendeten Modellierungsansatzes gegenüber dem phänomenologisch präziseren „Unit Commitment“-Modell [34] für geringe Anteile von Strom aus konventionellen

Kohle- und Kernkraftwerken an der Gesamtstromerzeugung gering ist. Dennoch liefert die Berücksichtigung von Zusatzkosten basierend auf Erfahrungswerten einen realistischeren zeitlichen Einsatz der installierten Leistungen.

4.2.4 *LASTMANAGEMENT (DLR)*

Abweichend von der sehr detaillierten Modellierung der Lastverschiebung und des Lastabwurfs, die im Rahmen von früheren Projekten entwickelt und angewendet wurde [35,54], kommt in diesem Projekt zur Verringerung der Komplexität und Rechenzeit eine vereinfachte Abbildung des Lastmanagements zum Einsatz. In dieser werden das Vorziehen und Verzögern von Lasten über fiktive Energiespeicher dargestellt [36].

Im Falle des Vorziehens der Last ist dies analog zu einem klassischen Stromspeicher, der bei Erhöhung der Last zunächst geladen und bei der folgenden Absenkung wieder entladen wird. Bei einer Verzögerung der Last liegt der inverse Prozess vor, bei dem der Speicher beim Absenken der Last geladen und beim später folgenden Erhöhen der Last wieder entladen wird. Der Fall des Lastabwurfs entspricht dem Verzögern der Last, ohne dass jedoch der Speicher wieder entladen werden muss. Ob eine verschiebbare Last für ein Vorziehen, Verzögern oder Abwerfen zur Verfügung steht oder nur einzelne dieser Maßnahmen, kann individuell im Modell definiert werden. Die maximale Höhe der Beladung und Entladung ergibt sich aus den in jeder Stunde vorliegenden Potenzialen des Lastmanagements. Deren Erhebung und Ausmaße sind beschrieben in [37]. Die dort erfassten theoretischen Potenziale werden gemäß [71] auf praktische Potenziale reduziert. Anders als bei der detaillierten Modellierung des Lastmanagements erfolgt hier keine Berücksichtigung maximaler Verschiebe- und Einsatzdauern. Die Speicherdauer des Lastmanagements wird vielmehr durch die Einbindung zusätzlicher Kosten und Verluste eingeschränkt. Diese skalieren mit der Dauer zwischen Eingriff in die Last und Ausgleich dieses Eingriffs. Zusätzlich können Kosten und Verluste relativ zur Höhe der Lastabsenkung bzw. Lasterhöhung berücksichtigt werden.

4.2.5 *NETZAUSBAUSTRATEGIEN UND NETZAUSBAUMAßNAHMEN IM VERTEILNETZ (IEE)*

Für die Verteilnetzmodellierungen werden im Rahmen des Projekts die Methoden und Analyseansätze bezüglich der im Folgenden beschriebenen Ziele weiterentwickelt und hierfür ein geeignetes Modell, wie in Kapitel 6.3 näher beschrieben, parametrisiert:

Worst-Case-Analyse

Die Notwendigkeit von Netzausbaumaßnahmen in einem Verteilnetz wird anhand von Extremfällen (Worst-Cases) bestimmt. Hierzu werden zwei Fälle unterschieden, der Einspeisefall und der Starklastfall. Im Einspeisefall wird ein geringer Stromverbrauch auf Lastseite angenommen und eine starke Erzeugung der erneuerbaren Energieanlagen wie PV und Windkraftanlagen. Dieser Fall tritt häufig im Frühling an einem Sonntagmorgen auf, wenn viele Menschen noch schlafen, die Sonne bereits scheint und der Wind weht. Der Starklastfall bildet die Kombination aus nahezu keiner dezentralen Stromerzeugung und hohem Lastaufkommen ab. Dieser Fall tritt häufig Anfang des Jahres bei großer Kälte, Windstille und starker Bewölkung auf. Beide Fälle werden mit Hilfe einer Netzsimulation untersucht. Kommt es hierbei zu Spannungsverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen werden Netzausbaumaßnahmen geplant.

Ableitung von Netzausbaukosten mit Batterien

Sind die Grenzwertverletzungen in einem Netz ermittelt, können durch Festlegung der Netzausbaumaßnahmen die nötigen Kosten ermittelt werden. Bei der Bestimmung der Netzausbaukosten im Verteilnetz wird zunächst eine Referenzstrategie angewendet, wobei das Netz mittels klassischer Ausbaumaßnahmen (neuen Leitungen bzw. Ersatz von Transformatoren) unter Anwendung eines klassischen Planungsalgorithmus ausgebaut wird. Im Vergleich dazu wird einerseits eine vorausschauende Ausbaustrategie angewendet und andererseits die Installation netzdienlicher Batteriespeicher als weitere Ausbaumaßnahme berücksichtigt. Für jede der Ausbaustrategien werden die Investitionskosten für den Netzausbau ermittelt. Die Abschätzung dieser Investitionskosten basiert auf einer Worst-Case-Analyse für den Einspeise- bzw. Starklastfall.

Zeitreihenbasierte Jahressimulation

Bei einer zeitreihenbasierten Netzanalyse werden nicht nur zwei Extremfälle untersucht, sondern die einzelnen Zeitschritte eines ganzen Jahres betrachtet. Hierbei ist es möglich Abhängigkeiten zwischen den Zeitschritten mit einzubeziehen. Bei einer Netzausbauuntersuchung unter Einbindung von Speichertechnologien ist dies eine Methode, um den Einfluss der Speicherregelung mit zu untersuchen. Netzausbaumaßnahmen werden anhand dieser Methode noch selten abgeleitet, da eine optimierte Netzausbauplanung viel Rechenzeit erfordert. Es können aber neue Extremwerte aus den Zeitreihen für eine Worst-Case-Analyse abgeleitet werden, wobei zu prüfen bleibt, ob das ausgewählte Jahr repräsentativ für die folgenden Jahre ist.

4.2.6 BATTERIESPEICHERSTRATEGIEN IM AGENTENMODELL ^(DLR)

Zur Untersuchung betriebswirtschaftlicher Betriebsstrategien wurden für drei grundsätzlich unterschiedliche Speicherstrategien neue agentenbasierte Modellansätze entwickelt und angewendet, um den Einfluss dieser Strategien auf das Gesamtsystem beurteilen zu können:

1. Strategie zur Maximierung des Profits über Arbitragegeschäfte an der Börse: Es handelt sich um einen einzelnen Agenten, der den Betrieb seines Speichers bestimmt [MAX].
2. Robuste profitorientierte Strategie für Arbitragegeschäfte an der Börse: Es handeln beliebig viele Agenten, die im Wettbewerb zu einander stehen – jedem ist ein eigener Speicher zugeordnet [MULTI].
3. Strategie zur Minimierung der Systemkosten: Es handelt sich um einen einzelnen Agenten, der den Betrieb seines Speichers bestimmt [MIN].

Unter Verwendung der Strategie MAX wird dem zu untersuchenden Strommarkt eine vorher definierte Kapazität eines Speichers (hier aus Ergebnissen der Systemoptimierung mit REMix) hinzugefügt. Diese gesamte Speicherkapazität wird einem Agenten zugeordnet, der den Betrieb des Speichers steuern kann. Der Agent verwendet dabei eine Strategie, mit Hilfe derer er seinen Profit über Arbitrage auf dem Day-Ahead-Markt zu maximieren versucht. Dabei berücksichtigt er den Einfluss seines Handelns auf den Börsenstrompreis: Wird z. B. eine signifikante Energiemenge eingespeichert, so erhöht dies die Nachfrage und damit den Preis. Umgekehrt sinkt der Preis durch Bereitstellung von Energie bei der Ausspeicherung. Durch die Berücksichtigung der Auswirkungen des eigenen Verhaltens auf die Börsenpreise wird der Agent die Preise nur soweit beeinflussen, wie es für die Maximierung des Profits noch sinnvoll ist. Da hier die ökonomischen Anreize die Betriebsführung des Speichers bestimmen, werden technische Möglichkeiten unter

Umständen nicht vollständig ausgenutzt. Verfügbare Speicherkapazitäten werden also in bestimmten Stunden aus ökonomischen Gründen gegebenenfalls nicht berücksichtigt.

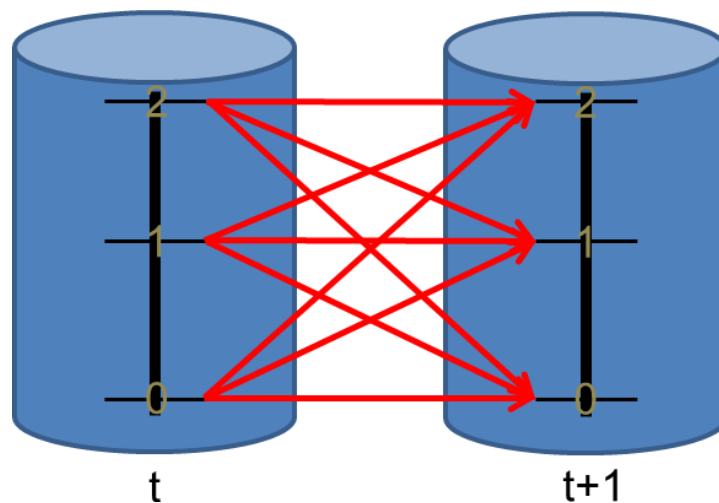


Abbildung 11: Schematische Darstellung des Dynamic Programming Algorithmus. Die schwarzen Stufen symbolisieren die verschiedenen möglichen Speicherfüllstände zur Zeit t und dem darauffolgenden Zeitschritt $t+1$. Rote Pfeile deuten die möglichen Änderungen des Füllstandes an.

Die technische Umsetzung der Speicherstrategie MAX erfolgt mittels eines Dynamic Programming Algorithmus (siehe Abbildung 11) [38,39]. Hierzu werden die möglichen Speicherfüllstände zunächst diskretisiert, d.h. in eine ganzzahlige Menge an Füllstandstufen unterteilt. Im Anschluss werden für jeden möglichen Anfangszustand i zur Zeit t die Ausgaben oder Einnahmen berechnet, die beim Wechsel auf einen Zustand j zum nächsten Zeitschritt $t + 1$ entstehen. Berücksichtigt man zudem die der Zeit t vorhergehenden Einnahmen und Ausgaben, kann eine optimale Abfolge von Speicherfüllstandstufen ermittelt werden, mit der die Einnahmen des Speicherbetreibers maximiert werden können. Analog wird für die Speicherstrategie MIN (siehe auch unten) vorgegangen, wobei hierfür die Systemkosten als Kosten der gesamten Stromerzeugung in der jeweiligen Stunde betrachtet werden und deren Summe über einen Speichereinsatz minimiert wird.

Die Wahl der Anzahl der Diskretisierungsstufen hat einen erheblichen Einfluss auf die Präzision des Algorithmus. Mittels umfangreicher Konvergenzuntersuchungen konnte jedoch eine zufriedenstellende Anzahl an Diskretisierungsstufen ermittelt werden, die eine hohe Performanz und hinreichende Präzision der Ergebnisse gewährleistet. Weitere wichtige Parameter sind das Voraussichtsintervall und das Planungsintervall (siehe Abbildung 12).

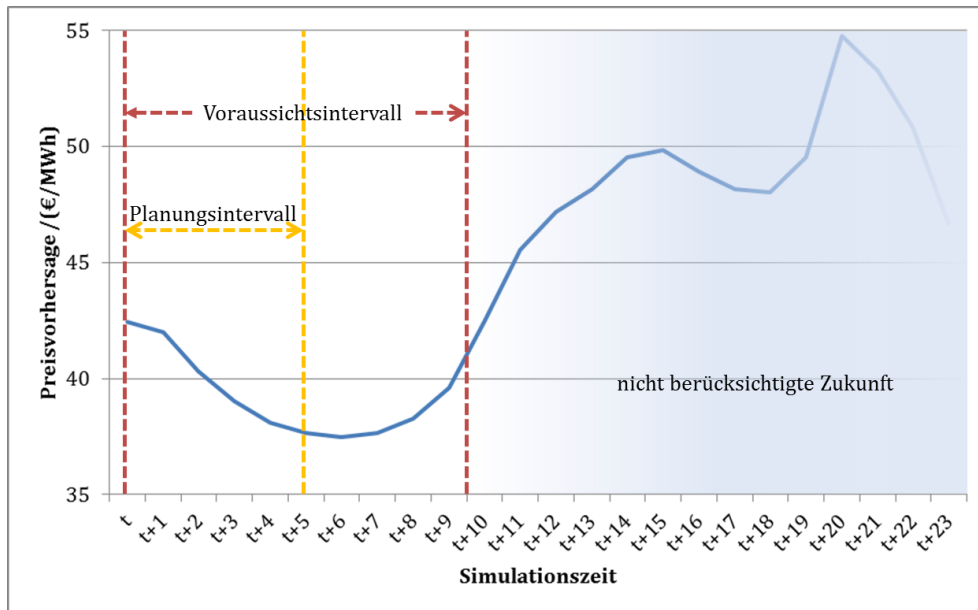


Abbildung 12: Schematische Darstellung der Zeitintervalle für Voraussicht und Planung beim Speichereinsatz

Das Voraussichtsintervall bestimmt die Menge an Zeitschritten, die bei der Optimierung des Speichereinsatzes berücksichtigt werden. Informationen für spätere Zeitpunkte können nicht verwendet werden. Diese Einschränkung trifft auch auf Planungsvorgänge in der Realität zu. Das Planungsintervall entspricht der Menge an Folgezeitschritten, für die zum Zeitpunkt t auch tatsächlich ein Einsatzplan erstellt wird. Wenn das Planungsintervall kürzer ist als das Voraussichtsintervall, muss nach Ablauf des Planungsintervalls ein neuer Plan erstellt werden. Dieser berücksichtigt dann aber bereits weitere Zeitschritte, welche bei der Erstellung des ersten Plans nicht berücksichtigt wurden (rollierende Planung).

Die Strategie MULTI hat wie Strategie MAX das Ziel, den Profit über Arbitragegeschäfte am Day-Ahead-Markt zu maximieren. Der Unterschied zu MAX liegt hier jedoch darin, dass gleichzeitig mehrere Agenten mit einem Speicher am Markt handeln. Die Abbildung dieses gleichzeitigen, mehrfachen Handels bedarf eines alternativen Algorithmus, der ein möglichst realistisches Bieten der Agenten abbildet. Dabei muss gewährleistet sein, dass die Agenten ohne Kenntnis der Gebote der anderen Agenten eine Strategie verfolgen, die ihnen eine Profitmaximierung erlaubt. Diese Variante basiert auf dem Median der vorhergesagten Strompreise (siehe Abbildung 13) und ist damit robust gegenüber Unsicherheiten und Fehlern in der Preisprognose.

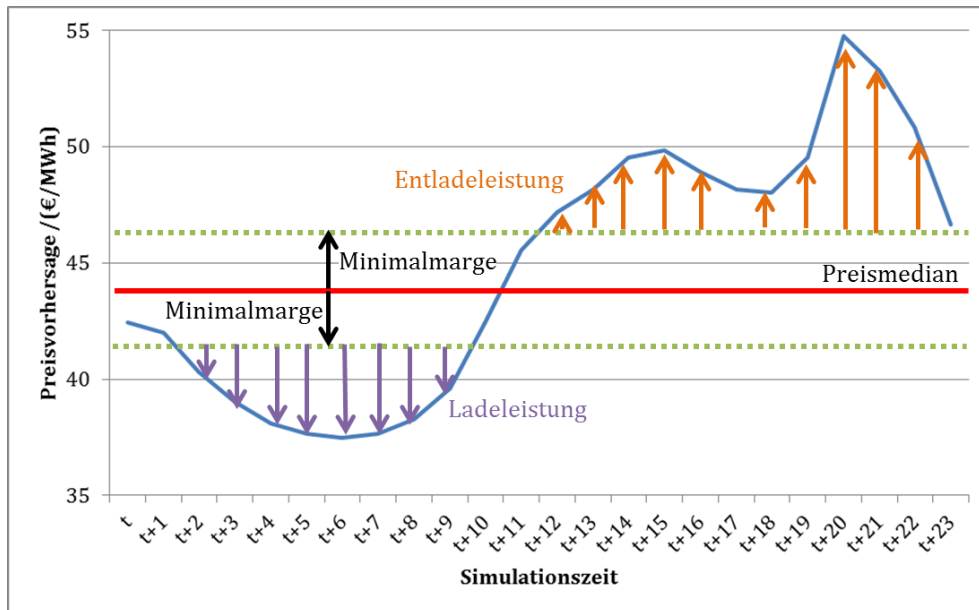


Abbildung 13: Schematische Darstellung der median-basierten Speicherstrategie

Ausgehend vom Median des Strompreises während des Vorhersagezeitraums wird eine Mindestmarge festgelegt, mit der die zu erwartenden Lade- und Entladeverluste sowie Preisvorhersageunsicherheiten berücksichtigt sind. Die Lade- und Entladeleistung im Planungszeitraum wird dann proportional zu erwarteten Preisdifferenzen zum Preismedian bestimmt. Da bei diesem Ansatz weder die Veränderung des Preises aufgrund des eigenen Ladeverhaltens noch das Ladeverhalten der anderen Speicheragenten berücksichtigt wird und zudem noch Preisvorhersagefehler auftreten können, ist eine ständige (stündliche) Adaption des Speichereinsatzes notwendig.

Die Strategie MIN wird implementiert, um die anderen beiden Strategien mit einem systemoptimalen Einsatz des Speichers zu vergleichen. In diesem Fall kennt der Agent das gesamte System und kann über die Kosten der einzelnen Stromerzeuger die Gesamtkosten der Stromerzeugung für jede Stunde berechnen. Bei der Berechnung berücksichtigt der Agent dann auch den Einfluss des Speichers und lädt oder entlädt diesen, um die Gesamtkosten zu minimieren. Diese für Vergleichszwecke implementierte Strategie folgt nicht dem eigentlichen agentenbasierten Ansatz, da hier der Agent „allwissend“ ist und nicht seinen eigenen wirtschaftlichen Vorteil sucht, sondern das Gesamtsystem betrachtet.

4.3 MODELLKOPPLUNG ^(DLR)

Für die in Abschnitt 4.1 charakterisierten Modelle wird ein „Soft-Coupling“ durchgeführt. Ausgangspunkt und gemeinsame Eingangsdatenbasis hierfür sind die in Kapitel 3 und 5 vorgestellten Szenarien und Rahmenannahmen. Mittelpunkt der Modellkopplung bildet das Energiesystemmodell REMix. Der entsprechende Datenfluss ist in Abbildung 14 veranschaulicht.

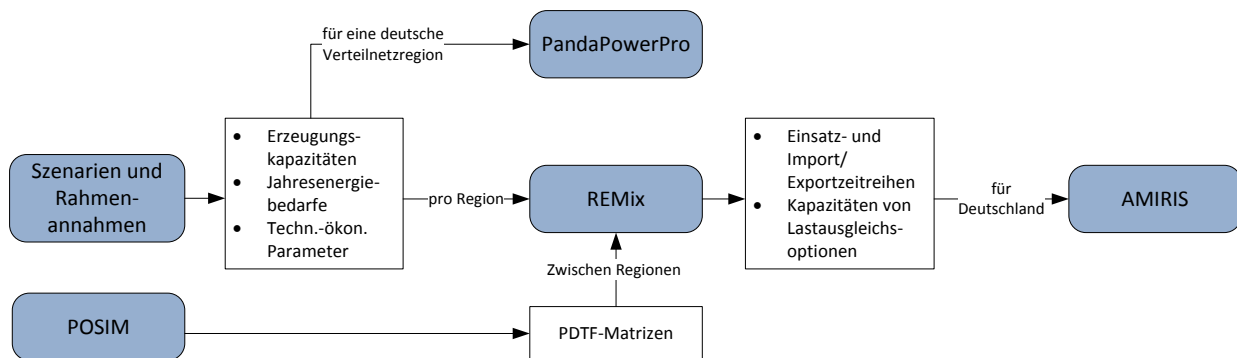


Abbildung 14: Modellübergreifender Datenfluss

Grundidee hinter dieser Art der Modellkopplung ist einerseits die Berücksichtigung von Effekten im Stromversorgungssystem, die mit Hilfe des Energiesystemmodells nicht bzw. nur stark vereinfacht abgebildet werden. So wird zwar mittels der in REMix integrierten Gleichstromleistungsflussberechnung (DC-Approximation) [40] die Möglichkeit einer räumlichen Lastverschiebung zwischen aggregierten Regionen generell berücksichtigt, robuste Aussagen zum Netzausbaubedarf lassen sich damit allerdings nur eingeschränkt ableiten, da weder der Blindleistungshaushalt noch die Auslastung einzelner Netzbetriebsmittel modelliert werden. Zudem vernachlässigt die rein entfernungs-basierte Bestimmung von Leistungsflussverteilungsfaktoren die Tatsache, dass sich ebendiese zwischen unterschiedlichen Netznutzungsfällen voneinander unterscheiden.

Ergänzend zur Perspektive des Gesamtsystems und des weiträumigen Stromaustauschs über das Übertragungsnetz bestehen insbesondere die Perspektiven b und die Anforderungen des Verteilnetzes, die über die datenseitige Kopplung mit in die Analyse eingebunden werden sollen.

4.3.1 ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG – LEISTUNGSFLUSSSIMULATION IM ÜBERTRAGUNGSNETZ (DLR, IFK)

Bezüglich des Übertragungsnetzes nutzt REMix als „Soft-Coupling“ z.T. Eingangsdaten aus dem Simulationsmodell POSIM, um die Verteilung von Leistungsflüssen zwischen Regionen anhand netzknotenscharfer, stationärer AC-Lastflussberechnungen abzuleiten. Dies betrifft insbesondere die PTDF-Matrizen, die den jeweiligen Stunden eines modellierten zukünftigen Jahres als netzseitige Restriktion zugeordnet werden. Ebenso spielen die differenzierten Netzausbaukosten eine Rolle bei der aus System-sicht endogen berechneten Erweiterung der Übertragungskapazitäten im Netz zwischen den betrachteten Regionen.

Zur Kopplung von REMix mit der Leistungsflusssimulation in POSIM werden charakteristische PTDF-Matrizen basierend auf detaillierten Leistungsflussberechnungen historisch aufgetretener Netznutzungsfälle unter zusätzlicher Berücksichtigung des bis 2030 erwarteten Netzausbaus erstellt. Um alle Einspeise- und Lastsituationen über ein Szenario-Jahr hinreichend genau annähern zu können, werden aus den vorliegenden Netznutzungsfällen mittels eines statistischen Ansatzes sechs Zeitpunkte identifiziert, zu denen aus den Ergebnissen der detaillierten Leistungsflussrechnung PTDF-Matrizen erzeugt werden. Festgelegt werden bei der Auswahl die wesentlichen Parameter Netzlast und Stromerzeugung aus Windenergieanlagen (WEA). Abbildung 15 zeigt die Szenariomatrix für die Auswahl der charakteristischen Netznutzungsfälle. Die Szenarien sind dabei nach der Nomenklatur $PTDF_{\text{Netzlast}}^{\text{Einspeisung WEA}}$ gekennzeichnet, wobei der Index

„0“ eine durchschnittliche Lastsituation kennzeichnet, die Indizes „+“ und „-“ jeweils starke und schwache Last- bzw. Einspeisesituationen.

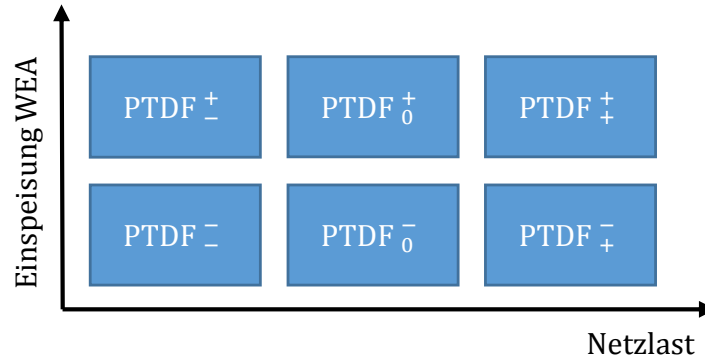


Abbildung 15: Darstellung der charakteristischen Netznutzungsfälle $PTDF_{Netzlust}^{Einspeisung\ WEA}$

Der Auswahl zugrunde liegen die Zeiträume 8. bis 15. April 2015, 21. bis 28. Mai 2015 und 16. bis 23. November 2015, für die räumlich und zeitlich aufgelöste Einspeise- und Verbrauchsdaten vorliegen.

Die anschließende Nutzung dieser charakteristischen PTDF-Matrizen für die Energiesystemmodellierung erfordert die folgenden Arbeitsschritte:

1. Klassifizierung aller Zeitpunkte der Eingangszeitreihen für Last- und Wetter bzw. Einspeisung aus Windenergie (2006-2012) gemäß in der obigen Methodik. D.h. anhand einer statistischen Auswertung über alle Zeitpunkte dieses Zeitraumes werden (vgl. Kapitel 6.1.1) Stützwerte ermittelt, welche eine Zuordnung der stündlichen Nachfrage konventioneller elektrischer Verbraucher in schwach, mittel und hoch ermöglichen. Gleiches gilt für die Einteilung der potentiellen Stromerzeugung aus Windenergie.
2. Basierend auf dieser Zuordnung werden stündliche PTDF-Profile generiert, wobei jeder Stunde innerhalb des Zeitraums 2006-2012 eine der PTDF der sechs charakteristischen Netznutzungsfälle zugeordnet wird.
3. In der Modellformulierung werden die Nebenbedingungen des DC-Power-Flow (Gleichung (7) und (8) ersetzt durch die Nebenbedingung (9) (vgl. Gleichung (6))¹².

$$P_{import}(t, r) - P_{export}(t, r) - P_{loss}(t, r) = \sum_{r'} B(r, r') \cdot \theta(t, r) \quad (7)$$

$$\forall t, \forall r \in R_{CE\&NA}$$

$$P_F(t, l) = \sum_{r \in R_{CE}, l'} B_{diag}(l, l') \cdot K(r, l) \cdot \theta(t, r) \quad (8)$$

$$\forall t, l$$

¹² Aus Gründen der Lesbarkeit wird in den Gleichungen auf die Darstellung einiger Indizes, welche allerdings Teil der Modellformulierung sind, verzichtet. Dies betrifft beispielsweise die Jahres- oder Technologiedimension.

$$\begin{aligned} P_{import}(t, r) - P_{export}(t, r) - P_{loss}(t, r) + P_{R,0}(r, t) \\ = \sum_l M_{PTDF}(t, r, l) \cdot P_F(t, l) + P_{F,0}(t, l) \end{aligned} \quad (9)$$

$$\forall t, \forall r \in R_{CE\&NA}$$

$P_{import}(t, r)$: Importierte Leistung pro Region r und Zeitschritt t

$P_{export}(t, r)$: Exportierte Leistung pro Region r und Zeitschritt t

$P_{loss}(t, r)$: Übertragungsverluste pro Region r und Zeitschritt t

$B(r, r')$: Entfernungsbasierte Suszeptanzen zwischen den Regionen

$R_{CE\&NA}$ Menge aller Regionen innerhalb der ENTSO-E Regional Group Central Europe und der nordafrikanischen Länder

$\theta(t, r)$: Spannungswinkel pro Region r und Zeitschritt t

$P_F(t, l)$: Wirkleistungsflüsse auf Übertragungsleitungen (Flowgates) l pro Zeitschritt t

$B_{diag}(l, l')$ Diagonalmatrix der entfernungsbasierten Übertragungsleitungs-Suszeptanzen

$K(r, l)$ Inzidenzmatrix des aggregierten Netzwerkes (Referenz-Regionenmodells)

$M_{PTDF}(t, r, l)$ PTDF-Matrizen des aggregierten Netzwerkes pro Zeitschritt t

4. Da die PTDF-Matrizen lediglich für Regionen und deren Flowgates gültig sind, die der ENTSO Regional Group Central Europe und den nordafrikanischen Staaten Marokko, Tunesien und Algerien zugeordnet werden können, wird für die übrigen Regionen eine weitere Nebenbedingung implementiert, welche beliebige Leistungsflüsse über die entsprechenden Verbindungen unterbindet. Diese fixiert im einfachsten Fall die Differenz der Importe und Exporte der nach den obigen Gleichungen modellierten Leistungsflüsse auf null:

$$P_{import}(t, r) - P_{export}(t, r) = 0 \quad (10)$$

$$\forall t, \forall r \notin R_{CE\&NA}$$

Dementsprechend werden die Leistungsflüsse für beispielsweise das Baltikum über den Transportmodellansatz bestimmt.

4.3.2 *ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG – VERTEILNETZSIMULATION*

Durch das räumliche Aggregieren von Erzeugern, Lasten und Lastausgleichsoptionen in REMix und die Fokussierung der Lastflussberechnung in POSIM auf die Stromtransportnetze (220 kV- und 380 kV-Ebene) werden lokale Effekte innerhalb der Energiesystemmodellierung vernachlässigt. Dies betrifft u.a. den Ausbaubedarf im Verteilnetz, der bei einem steigenden Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen zu erwarten ist [41]. Um dennoch den Effekt der impliziten Annahme eines jederzeit bedarfsgerechten Netzausbaus auf Verteilnetzebene bewerten zu können, werden unter Anwendung des Verteilnetzmodells pandapowerPro auf ein exemplarisches Verteilnetz, welches ebenfalls als Teilregion in REMix betrachtet werden kann, der Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Kosten bestimmt. Die Konsistenz der Modellierungen wird auf der einen Seite durch das Übertragen des Szenarienpfades entsprechend Abschnitt 5.5.3 erreicht. Zahlreiche weitere technische Parameter und strukturelle Annahmen sowie die angenommenen Lastprofile werden entsprechend den Darstellungen in Kapitel 6.3 für die Verteilnetzmodellierung aus anderen Quellen übernommen. Auf der anderen Seite stellt die Region Oberrhein eine zusätzliche Region innerhalb des in REMix genutzten Referenz-Regionenmodells dar. Sie ist über eine sehr großzügig dimensionierte „fiktive“ Verbindung an die Region TransnetBW2 angebunden. Aufgrund der begrenzten Ressourcen war im Vorhaben INTEEVER eine Modellkopplung mit iterativem Datenaustausch jedoch nicht möglich. Deshalb liegt im Kapitel 6.3 der Fokus auf der Vorgehensweise und den Ergebnissen der exemplarischen Verteilnetzsimulation. Die Ergebnisse liefern komplementäre Erkenntnisse infolge der abgestimmten Modellparametrierung. Auf den bisherigen Erfahrungen zur weitergehenden Kopplung der System- und der Verteilnetzmodellierung soll im Folgevorhaben aufgesetzt werden.

4.3.3 *ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG – STROMMARKTMODELLIERUNG*

Zwischen den Modellen REMix und AMIRIS findet ebenfalls eine unidirektionale Modellkopplung statt. Das agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS bildet den Stromerzeugungssektor und dessen Akteure in Deutschland ab, weitere räumliche Auflösungen werden dabei nicht betrachtet. Dabei können die Akteure ihre Stromerzeugung auf der Strombörse handeln, indem sie Gebotstupel mit Menge und Preis abgeben. Die angebotenen Preise sind dabei sowohl technologieabhängig als auch abhängig von gewählten Geschäftsmodellen und möglichen finanziellen Förderungen. Angebotene Erzeugungsmengen basieren auf Kraftwerksverfügbarkeiten sowie Erzeugungsvorhersagen für erneuerbare Energien (EE). Für die Verwendung der Daten des Optimierungsmodells REMix sind aufgrund der unterschiedlichen Modellfoki Anpassungen notwendig. Neben der räumlichen Aggregation der Daten sind die im Folgenden beschriebenen Modifikationen vorgenommen worden.

In AMIRIS erfolgen Abregelungen von EE-Anlagen marktgetrieben im Simulationsverlauf und nicht systemgetrieben. Daher werden aus REMix die maximalen Einspeisepotenziale der EE übernommen, nicht aber die tatsächlichen Einspeisezeitreihen, da diese bereits eine systemgetriebene Abregelung beinhalten und eine Verzerrung des Angebotes auf dem Markt darstellen würden. Die mit AMIRIS ermittelten Zeitreihen der Einspeisepotenziale können somit von den in REMix aus der Optimierung bestimmten Zeitreihen divergieren.

Die mit REMix ermittelten Ergebnisse zu den installierten Erzeugungskapazitäten (inklusive der Speicherkapazitäten) werden nach einer Transformation der Einheiten in Megawatt in AMIRIS übernommen.

Da AMIRIS keinen grenzüberschreitenden Handel berücksichtigt und auf die Abbildung des Stromsektors beschränkt ist, werden Stromimporte und -exporte, die Stromerzeugung der KWK-Anlagen, Nachfragen im Bereich Wärme und Mobilität sowie Demand-Response-Maßnahmen über eine angepasste Gesamtnachfrage übernommen. Pro Szenario setzt sich die entsprechende Zeitreihe der Stromnachfrage dann wie folgt zusammen:

- Endverbraucher Stromnachfrage (Haushalte und Gewerbe, Industrie)
- + Stromnachfrage aus dem Verkehrssektor (unter Berücksichtigung des in REMix erfolgten Lastausgleichs)
- + Stromnachfrage aus dem Wärmesektor (unter Berücksichtigung des in REMix erfolgten Lastausgleichs)
- Stromimporte aus deutschen Nachbarländern
- + Stromexport in deutsche Nachbarländer

Die oben aufgeführten Anpassungen der Output-Daten des Optimierungsmodells zur Nutzung als Input-Daten des agentenbasierten Simulationsmodells erfolgen über ein halb-automatisiertes Verfahren. Dabei wird die mit REMix erzeugte, sehr umfangreiche GDX-Ergebnisdatei zunächst eingelesen und die relevanten Informationen in CSV-Dateien gespeichert. Die Daten dieser Dateien werden gelesen und wie oben beschrieben verarbeitet (aggregiert, addiert, transformiert) und schließlich in Dateien gespeichert, die direkt in AMIRIS eingelesen werden können. Der entwickelte Vorgang erlaubt das schnelle Erzeugen von Eingangsdaten und ist daher für die Analyse unterschiedlicher Szenarien sehr gut geeignet. Weitere Informationen zur erfolgten Datenprozessierung finden sich im Anhang A3.

5 SZENARIEN DES KRAFTWERKSPARKS IN EUROPA ^(DLR)

Als Szenarien des Kraftwerksparks werden Festlegungen für die installierten Erzeugungskapazitäten in den Zieljahren 2030 und 2050 bezeichnet. Diese Leistungskapazitäten werden räumlich und technologisch differenziert ermittelt und dienen als Eingangsdatum für den integrativen Modellierungsansatz zur Bewertung der Rolle von Strukturoptionen im zukünftigen Energiesystem auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene. Ausgehend von den in Kapitel 3 beschriebenen, energiepolitischen Zielsetzungen, Preisannahmen und Szenarien des Energiebedarfs werden länderspezifische Szenarien des zukünftigen Kraftwerksparks ermittelt (Abbildung 16). Für die Definition eines Basisszenarios wird hierzu für die Zieljahre 2030 und 2050 ein modellgestützter Ansatz angewandt. Ziel ist hierbei, einen tendenziell zu klein dimensionierten Kraftwerkspark modellexogen vorzugeben und mittels Kraftwerksausbauplanung fehlende Erzeugungskapazitäten modellendogen bestimmen zu lassen.

Um eine Überdimensionierung des sich ergebenden Kraftwerksparks zu vermeiden, werden in diesem ersten Modellierungsschritt Lastausgleichsoptionen in einem vereinfachten und beschränkten Maß berücksichtigt. So ist beispielsweise die Möglichkeit eines Regionen übergreifenden Lastausgleichs über Stromnetze vereinfacht durch ein Transportmodell mit Austauschkapazitäten berücksichtigt, während ein zeitlicher Lastausgleich mittels Ausbauplanung von Batteriespeichern gewährleistet werden kann.

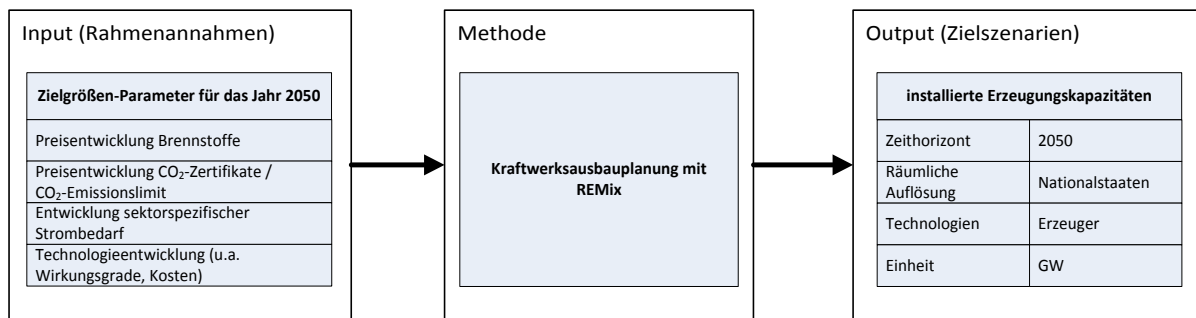


Abbildung 16: Ansatz zur Ermittlung zielkonformer, länderspezifischer Szenarien des zukünftigen Kraftwerksparks

Als Modellierungsinstrument wird das Energiesystemmodell REMix (s. Kapitel 4.1.1) für das geographische Untersuchungsgebiet entsprechend Kapitel 2.1.1 verwendet. Die Vorgehensweise zur Entwicklung des Kraftwerksparks wird im Folgenden im Detail beschrieben.

5.1 KONVENTIONELLE KRAFTWERKE

5.1.1 MODELLEXOGENE ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

Für die konventionellen Kraftwerkstypen wird zunächst eine Sterbelinie ermittelt. Im vorliegenden Fall wurde dazu die kommerzielle Kraftwerksdatenbank UDI World Electric Power Plants Data Base (WEPP) [42] ausgewertet und ausgehend vom Datum der Inbetriebnahme und von spezifischen Annahmen zu Kraftwerkslebensdauern entsprechend Tabelle 17 ein Datum für die Außerbetriebnahme festgelegt. Die für ein Szenario-Jahr verbleibende Kraftwerksleistung ergibt die für die Modellierungen modellexogen angenommene Erzeugungskapazität P_{Inst} für konventionelle Kraftwerke.

Tabelle 17: Angenommene technologiespezifische Lebensdauern konventioneller Kraftwerke

Kraftwerkstyp	Kraftwerkslebensdauer [a]
Gas- und Dampfkraftwerke	30
Gasturbinen	30
(Diesel-)Aggregate	30
Steinkohlekraftwerke	40
Braunkohlekraftwerke	40
Kernkraftwerke	60

5.1.2 AUSBAUPLANUNG

Unter der Annahme eines europaweiten Kohleausstiegs wird eine Ausbauplanung¹³ der Erzeugungskapazitäten von konventionellen Kraftwerken lediglich für gasgefeuerte Technologien (Gasturbinen und GuD) sowie für Kernkraftwerke zugelassen. Die Tragweite dieser Annahme kann anhand einer Sensitivitätsanalyse mittels der Berücksichtigung eines alternativen Kraftwerksparks (s. Kapitel 5.6.1) bewertet werden. Ziel der hier durchgeführten Ausbauplanung ist es eine bestimmte Größenordnung für Erzeugungskapazitäten zur Bereitstellung benötigter, gesicherter Leistung zu berücksichtigen. Beim Vergleich dieser Ausbauoptionen ist vor allem die unterschiedliche Kostenstruktur für den sich ergebenden Kraftwerkspark relevant. Aufgrund ihrer CO₂-Emissionen können unter der Annahme eines Klimaschutzpfades bis 2050 die Kohlekraftwerke grundsätzlich keine wesentliche Rolle spielen, wohingegen der Einsatz von Biomasse aufgrund der Begrenzung auf nachhaltige Potentiale stark limitiert ist.

5.1.3 MODELLBESCHRÄNKUNGEN: GESICHERTE LEISTUNG UND EMISSIONSLIMITS

Unabhängig vom sich ergebenden, kostenoptimierten Kraftwerkseinsatz erzwingt eine zusätzliche plausibilitätsbedingte Nebenbedingung (11) im Modell die Bereitstellung von gesicherten Kraftwerkskapazitäten in Höhe von mindestens 80 % der jeweils regional auftretenden Spitzenlast. Dadurch wird sichergestellt, dass die meisten Versorgungssituationen über die national bzw. regional vorgehaltenen Kraftwerkskapazitäten bewerkstelligt werden können und damit dem in der Regel bestehenden politischen Interesse einer primär nationalen Versorgungssicherheit Rechnung getragen wird. Andernfalls würden sich die regelbaren gesicherten Leistungen tendenziell stark in wenigen, insbesondere zentraleuropäischen Regionen konzentrieren, was weniger mit realen Anreizen als mit einem Artefakt der Modellierung zu erklären wäre.

$$\sum_{\tau_{GP}} [P_{Inst}(r, \tau_{GP}) + P_{Add}(r, \tau_{GP})] \cdot \sigma(\tau_{GP}) \geq 0,8 \cdot \max_t P_{DP}(r, t) \quad (11)$$

$$\forall r \in R$$

$P_{Inst}(r, \tau_{GP})$: Modellexogen installierte Erzeugungsleistung pro Region r und Stromerzeugungstechnologie τ_{GP}

$P_{Add}(r, \tau_{GP})$: Modellendogen installierte Erzeugungsleistung pro Region r und Stromerzeugungstechnologie τ_{GP}

$\sigma(\tau_{GP})$: Gesicherte Verfügbarkeit pro Stromerzeugungstechnologie τ_{GP}

¹³ Mit Ausbauplanung oder auch Ausbauoptimierung wird hier jeweils eine Erhöhung der zur Verfügung stehenden Erzeugungs-, Übertragungs- oder Speicherkapazität verstanden. Die entstehenden zusätzlichen Kosten für solche Investitionen gehen in Form von Annuitäten in die zu minimierende Zielfunktion ein. D.h. dass hiermit eine Implizite Annahme verbunden ist. Diese unterstellt, dass die modellendogen bestimmte Kapazität einer Technologie über deren gesamte Amortisationszeit zumindest den gleichen Systemnutzen (d.h. Gesamtsystemkosten senkenden Effekt) erbringt, wie im betrachteten Szenario-Jahr.

¹⁴ Die vorgestellten Nebenbedingungen gelten im Regelfall auch für jedes der betrachteten Zieljahre. Aus Gründen der Einfachheit wird auf die zusätzliche Darstellung der hierfür erforderlichen Indizes im Folgenden verzichtet, insofern sie für ein besseres Verständnis nicht zwingend erforderlich sind.

Die Festlegung auf 80 % beruht dabei auf der Auswertung und Interpretation von Ergebnissen von vorgelagerten Parametervariationen für gesicherte Erzeugungsleistungsanteile zwischen 30 % und 120 % sowie einer Variation der verwendeten Einspeisezeitreihen für erneuerbare Energien basierend auf Wetterdaten der Jahre 2006 bis 2012.

Dem entgegen wirkt die Nebenbedingung (12) zur Beschränkung der nationalen CO₂-Emissionen gemäß der in Kapitel 3.1.3 festgelegten Obergrenzen. Mit dieser Nebenbedingung wird sichergestellt, dass sich alle Länder durch einen Ausbau der erneuerbaren Energien an der europäischen Energiewende mit einem wesentlichen Beitrag beteiligen und entsprechend der Stromerzeugungsanteil konventioneller Kraftwerke in jeder Region im Zeitverlauf stark sinkt. Auch wenn diese Bedingung die gesamten Systemkosten tendenziell erhöht, wirkt sie auch einer starken regionalen „Entmischung“ von Wind- und Solarenergienutzung und einer möglichen starken regionalen Konzentration des Ausbaus der erneuerbaren Energien entgegen. Dies ist umso wichtiger, da durch die bei der Modellierung genutzten, räumlich aggregierten Potentialdaten in jeder Region vorkommende Standorte mit besonders hohen Ressourcenpotentialen nicht direkt berücksichtigt werden können.

$$\sum_{f_f, \tau_c} G(r, \tau_c, f_f) \leq G_{Max}(r) \quad (12)$$

$$\forall r \in R$$

$$\forall \tau_c \in \{\text{Steinkohle – KW, Braunkohle – KW, GuD, Gasturbinen, Dieselaggregate}\}$$

$$G(r, \tau_c, f_f): \text{CO}_2\text{-Emissionen pro Region } r, \text{ Technologie } \tau_c \text{ und fossilem Primärenergieträger } f_f$$

$$G_{Max}(r): \text{Emissionsobergrenze pro Region } r$$

5.2 ERNEUERBARE ENERGIEEN

5.2.1 MODELLEXOGENE ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken leiten sich die modellexogen vorgegebenen Erzeugungskapazitäten für Photovoltaik- und Windkraftanlagen aus Daten eines Szenarios für das Jahr 2020 ab. Dabei handelt es sich um die „Market Modelling Data“ des TYNDP 2016 [43]. Im Fall von Windkraftanlagen findet eine weitere Unterteilung der Kapazitäten in Onshore und Offshore statt. Diese wird pro Land anhand eines Verteilschlüssels bestimmt, welcher sich wie folgt zusammensetzt: Die eine Hälfte der im Datensatz vorgegebenen Erzeugungskapazität von Windkraftanlagen wird gemäß dem heutigen Onshore-Offshore-Verhältnis, ermittelt anhand von [44], aufgeteilt. Die andere Hälfte wird gemäß dem Verhältnis maximal installierbarer Erzeugungskapazitäten basierend auf Potentialanalysen aufgeteilt.

Wasserkraftwerke werden für die Ausbauplanung nach Laufwasser-, Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerken unterschieden. Der Datensatz des TYNDP 2016 ist hier ungeeignet, da keine entsprechende technologische Spezifizierung angegeben wird. Auch die für die konventionellen Kraftwerke verwendete Datenbank (WEPP) liefert hierfür keine konsistente Information. Da ferner für die Modellkopplung (s. Kapitel 4.3) die Verfügbarkeit von Geokoordinaten zur genauen Bestimmung der Kraftwerksstandorte vorteilhaft ist, wurde für die räumliche Abbildung von Erzeugungskapazitäten für Wasserkraftwerke ein geeigneter Datensatz des Frankfurt Insti-

tute of Advanced Studies verwendet, der mit dem Tool „powerplantmatching“ erstellt wurde [45]. Für Biomasse- und Geothermiekraftwerke erfolgt keine modellexogene Vorgabe von Erzeugungskapazitäten.

5.2.2 AUSBAUPLANUNG

Im Fall der erneuerbaren Energien wird für sämtliche betrachteten Erzeugungstechnologien eine Ausbauplanung durchgeführt. Dies betrifft explizit Photovoltaik, Offshore- und Onshore-Windkraftanlagen, Geothermie-, Biomasse-, Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke. Bei Speicherwasserkraftwerken wird davon ausgegangen, dass kein signifikanter Zubau über die bereits heute bestehenden Erzeugungskapazitäten hinaus stattfindet. Die Tragweite dieser Annahme kann allerdings anhand einer Sensitivitätsanalyse mittels der Berücksichtigung eines alternativen Kraftwerksparks (s. Kapitel 5.6.1) bewertet werden.

5.2.3 MODELLBESCHRÄNKUNGEN: RESSOURCENVERFÜGBARKEIT UND SELBSTVERSORGUNGSRATE

Einen wesentlichen Einfluss auf die Kraftwerksausbauplanung mit erneuerbaren Energien hat deren Beschränkung auf regional spezifische, maximale Erzeugungskapazitäten. Diese plausibilitätsbedingte Nebenbedingung entsprechend Gleichung (13) garantiert, dass die mittels Ressourcenanalyse festgelegten regionalen Potentiale nicht überschritten werden. Die Werte für P_{Max} beruhen auf der in [48] beschriebenen Methodik und entsprechen den Ergebnissen der in [46] durchgeführten Potentialanalysen.

$$P_{Add}(r, \tau_{fEE}) \leq P_{Max}(r, \tau_{fEE}) - P_{Inst}(r, \tau_{fEE}) \quad (13)$$

$$\forall r, \tau_{fEE} \in \{\text{PV, Wind Onshore, Wind Offshore, Laufwasser} - \text{KW}\}$$

$P_{Max}(r, \tau_{fEE})$: Erzeugungskapazitätsobergrenze pro Region r und fEE-Technologie τ_{fEE}

Äquivalent zu Gleichung (13) gelten ebenfalls Obergrenzen für den Zubau von Pumpspeicherkraftwerken, wobei hier aber vor allem die zusätzliche Nebenbedingung (14) für die maximal speicherbare Energie beschränkend wirkt. Die Werte für E_{Max} leiten sich dabei von den Analysen aus [47] ab.

$$E_{Add}(r, \tau_{PSW}) \leq E_{Max}(r, \tau_{PSW}) - E_{Inst}(r, \tau_{PSW}) \quad (14)$$

$$\forall r$$

$E_{Max}(r, \tau_{PSW})$: Speicherkapazitätsobergrenze pro Region r für Pumpspeicherkraftwerke τ_{PSW}

$E_{Inst}(r, \tau_{PSW})$: Modellexogen installierte Speicherkapazität pro Region r für Pumpspeicherkraftwerke τ_{PSW}

$E_{Add}(r, \tau_{PSW})$: Modellendogen installierte Speicherkapazität pro Region r für Pumpspeicherkraftwerke τ_{PSW}

Der Zubau regelbarer Biomasse- und Geothermie-Erzeugungskapazitäten ist indirekt über die Primärenergieträgerverfügbarkeit beschränkt. Die Werte für P_G beruhen auf den in [48] erfolgten Potentialanalysen. Sie basieren im Fall der Biomassepotentiale weitestgehend auf einer Anwendung der in [49] entwickelten Top-Down-Methodik und werten u.a. Nationalstatistiken für Ernte und Nutztierbestände aus. Potentiale zur Nutzung der Geothermie sind hingegen mit abgeänderten Temperaturniveaus mittels des in [50] vorgestellten Vorgehens bestimmt.

$$\sum_{t, \tau_{rEE} | \tau \rightarrow f} P_G(t, r, \tau_{rEE}) \cdot \frac{1}{\eta(\tau_{rEE})} \leq F_{max}(r, f_{rEE}) \quad (15)$$

$$\forall r, f_{rEE} \in \{\text{Biomasse, Geothermische Energie}\}$$

$$P_G(t, r, \tau_{rEE}) - P_{Add}(r, \tau_{rEE}) \leq P_{Inst}(r, \tau_{rEE}) \quad (16)$$

$$\forall t, r, \tau_{rEE} \in \{\text{Biomasse} - \text{KW, Geothermie} - \text{KW}\}$$

$F_{max}(r, f_{rEE})$: Primärenergieträgerverfügbarkeit pro Region r und regelbarer EE-Technologie τ_{rEE}

$P_G(t, r, \tau_{rEE})$: Stromerzeugung pro Zeitschritt t , Region r und regelbarer EE-Technologie τ_{rEE}

Zur Vermeidung extremer räumlicher Verteilungen des europäischen Kraftwerksparks auf die betrachteten Regionen wird ferner eine Nebenbedingung zur Gewährleistung einer regionalen, Eigenverbrauchsrate von mindestens 80 % genutzt. Die Festlegung auf 80 % entstammt wie die Bestimmung des Anteils gesicherter Erzeugungsleistung einem Expertenurteil über die Ergebnisse von vorgelagerten Parametervariationen für Eigenverbrauchsraten von 0 %, 50 %, 80 % und 100 %.

$$\sum_{t, \tau_{GP} \in T_{GP}} P_G(t, r, \tau_{GP}) \leq 0,8 \cdot \sum_{t, \tau_{DP} \in T_{DP}} P_D(t, r, \tau_{DP}) \quad (17)$$

$$\forall r$$

T_{GP} : Menge aller stromerzeugenden Technologien

T_{DP} : Menge aller stromverbrauchenden Technologien

5.2.4 KRAFTWERKSPARKDIMENSIONIERUNG MITTELS PARAMETERVARIATION ÜBER WETTERJAHRE

Die Ausbauplanung erfolgt für ein einzelnes Zieljahr unter Verwendung eines historischen Wetterjahres zur Bestimmung der potentiellen Stromeinspeisung aus fEE-Technologien. Deshalb ergibt sich eine hohe Sensitivität des berechneten Kraftwerksparks hinsichtlich der jährlich unterschiedlichen Eingangsdaten für Wind- und Sonnenenergie. Zwar stellt sich für die anschließende Analyse der Rolle von Lastausgleichsoptionen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht die Anforderung, einen hierfür möglichst robusten, europäischen Kraftwerkspark vorauszusetzen. Jedoch muss sichergestellt sein, dass der genutzte Kraftwerkspark hinsichtlich der installierten Erzeugungsleistung aus fEE-Technologien nicht so dimensioniert ist, dass Versorgungsengpässe von vornherein ausgeschlossen sind. Hieraus folgt die Forderung nach einer leichten Unterdimensionierung des Kraftwerksparks. Diese ergibt sich aus einer Parametervari-

ation über mehrere Wetterjahre (basierend auf zur Verfügung stehenden historischen Wind- und Solarstrahlungsdaten von 2006 bis 2012) und der Auswahl des Kraftwerksparks, für den die gesamte installierte, europäische Stromerzeugungskapazität am geringsten ausfällt (also wetterbedingt auf tendenziell hohen Erträgen aus fEE beruht).

5.3 STROMTRANSPORTNETZ

5.3.1 MODELLEXOGENE ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN

Zur Definition des Kraftwerksparks für beide der betrachteten Zieljahre, 2030 und 2050, werden die transnationalen Übertragungskapazitäten im Netz (GTC)¹⁵ aus [53], welche mit „all 2030 Visions“ gekennzeichnet sind, übernommen. Die Festlegung der GTCs innerhalb Deutschlands geschieht hingegen ausgehend von Abschätzungen der heute verfügbaren Übertragungskapazität unter Berücksichtigung einer Realisierung aller Deutschland betreffenden Projekte aus [53].

5.3.2 AUSBAUPLANUNG, METHODISCHE VEREINFACHUNGEN UND ANNAHMEN

Wie oben bereits erwähnt, soll eine Überdimensionierung vor allem von fEE-basierten Erzeugungskapazitäten dadurch vermieden werden, dass in vereinfachter Form sowohl räumliche als auch zeitliche Lastausgleichsoptionen in die Ausbauplanung mit einbezogen werden. Hinsichtlich des Stromtransportnetzes bedeutet dies die Verwendung eines einfachen Transportmodells [51], das einen bilanziellen, durch NTCs begrenzten Stromaustausch zwischen Regionen ermöglicht. Die Netzausbauplanung betrifft in diesem Fall also die Möglichkeit von Investitionen in eine Erhöhung der modellexogen angenommenen Übertragungskapazitäten.

Entsprechend der Annahmen aus Tabelle 8 bedeutet dies für das Drehstromübertragungsnetz längenspezifische Kosten von $346.000 \frac{\text{EUR}}{\text{GW} \cdot \text{km}}$, wohingegen zusätzliche Übertragungsleistung in HGÜ-Technik mit $375.000 \frac{\text{EUR}}{\text{GW} \cdot \text{km}}$ zuzüglich 90 Mio. bis 102 Mio. $\frac{\text{EUR}}{\text{GW}}$ pro Stromrichterstation veranschlagt wird. Mit Ausnahme der im TYNDP 2016 geplanten Neuverbindungen kann also ausschließlich die Übertragungskapazität von bereits heute in der jeweiligen Übertragungstechnologie bestehenden Stromübertragungsstrecken erhöht werden.

5.4 SEKTORENKOPPLUNG

Ziel bei der Definition des europäischen Kraftwerksparks hinsichtlich Sektorenkopplung ist es, ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage aus dem Wärme- und Verkehrssektor zur Verfügung zu stellen. Der unterstellte Wärmebedarf entspricht daher auch nur dem Anteil der gesamten zu deckenden Wärmenachfrage, welche über strombetriebene Technologien wie Wärmepumpen gedeckt wird. Zusätzliche Potentiale zum Lastausgleich, wie beispielsweise die Rückverstromung von Wasserstoff oder gesteuertes Laden von Elektroautos, werden auf europäischer Ebene nicht berücksichtigt.

Die Ausbauplanung von Erzeugungskapazitäten zur Wärme- oder Wasserstoffbereitstellung dient somit lediglich dazu, die benötigten Energienachfragen aus diesen Sektoren decken zu können. Die sich ergebenden Kapazitäten von Wärmepumpen, Elektroboilern und – im Falle

¹⁵ engl.: Net Transfer Capacities

einer unterstellten Wasserstoffinfrastruktur (s. Kapitel 5.5) von Elektrolyseuren und zugehörigen Speichertanks – werden daher zwar modellendogen bestimmt, sind aber nicht Teil des zu bestimmenden Kraftwerksparks, welcher als Eingangsdatum für den integrativen Modellierungsansatz zur Bewertung der Rolle von Strukturoptionen genutzt wird.

Eine weitere wesentliche Vereinfachung im Zusammenhang mit der Kopplung zum Wärmesektor ist die Vernachlässigung der Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen. Dabei wird angenommen, dass diese Anlagen mit ihrer gesamten Leistung für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Diese Annahme kann getroffen werden, da die Aktivierung dieser Stromerzeugungsleistung im Modell grundsätzlich möglich ist. Allerdings muss davon ausgegangen werden, dass dadurch die Fahrweise von eigentlich Wärme auskoppelnden Dampfkraftwerken beeinflusst wird. Um einer zu flexiblen Fahrweise entgegenzuwirken, wurde daher zunächst die Verwendung von Must-Run-Faktoren für Kohle- und GuD-Kraftwerke in Betracht gezogen. Parametervariationen für diese Faktoren für Werte zwischen 0,1 % bis 5 % haben allerdings gezeigt, dass sich dadurch keine signifikanten Änderungen für den resultierenden europäischen Kraftwerkspark ergeben.

5.5 SZENARIEN UND SZENARIOVARIANTEN

Im Rahmen des Vorhabens werden unterschiedliche Szenarien aus der Gesamtsystemsicht modelliert, die durch Schlüsselannahmen (bzw. Kippmomente) bezüglich Stromnachfrage und -erzeugung gekennzeichnet sind. Ein Basisszenario (**Base**) und ein davon abgeleiteter Referenzfall (**REF**) ohne den Einsatz von Lastausgleichsoptionen (LAO) werden für die Zieljahre 2030 und 2050 definiert. Davon ausgehend werden für das Jahr 2050 die Verfügbarkeit eines weiträumigen Stromimports aus dem Süden (**CSP-Import**), das Vorhandensein einer massiven Wasserstoffnutzung (**H2-Wirtschaft**) und die Kombination von beidem (**CSP&H2**) als eigene alternative Szenarien definiert. Ergänzend wird ein Szenario in Anlehnung an das Szenario „Small and Local“ aus der europäischen Studie e-Highway 2050 [52] parametrisiert und in den Systemmodellierungen betrachtet (**eHighway**). Dieses Szenario ist bezüglich der grundlegenden Storyline am vergleichbarsten mit dem Basisszenario. Aufgrund der deutlich unterschiedlichen Erzeugungsstruktur wird auch für das eHighway-Szenario ein Referenzfall (d.h. lediglich Gasturbinen sind von der Ausbauplanung betroffen) definiert und für den Ergebnisvergleich genutzt. Die verschiedenen Szenarien gehen mit einer unterschiedlichen Zusammensetzung des Kraftwerksparks und gegebenenfalls des Energiebedarfs einher. Ausgehend davon werden mehrere netzseitige Szenariovarianten definiert, deren Modellierung Erkenntnisse über den möglichen Einfluss der Netzabbildung auf die Rolle von Lastausgleichsoptionen liefern soll. Zusammen mit den Sensitivitätsfällen (s. Kapitel 5.6) dienen sie, aufgrund der sich ergebenden großen Spannbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen, auch der Generierung möglichst robuster Aussagen aus den Modellergebnissen.

5.5.1 SZENARIEN FÜR DIE ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG

Als genereller **Referenzfall** zur späteren Bewertung der Rolle von LAO dient ein Szenario, das auf den Einsatz von LAO weitestgehend verzichtet und lediglich den Ausbau von Gasturbinen vorsieht. Damit liegt ein Referenzwert für den entsprechenden Versorgungssicherheitsindikator vor, der in konsistenter Weise mit den anderen Szenarien verglichen werden kann. Dem gegenüber steht das **Basisszenario**, in dem eine Ausbauplanung für Übertragungs- und Speicherkapa-

zitäten¹⁶ zugelassen wird, sowie das Ausnutzen von Lastverschiebungspotentialen in der Industrie und gesteuertes Laden von Elektroautos.

Aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit von Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland, die bedarfsgerecht erneuerbaren Strom produzieren können, wird die Möglichkeit eines Imports von Strom aus solarthermischen Dampfkraftwerken aus dem Süden (**CSP-Import**) als eigenes Szenario berücksichtigt. Dies bedeutet, dass für 2050 Importe regelbaren erneuerbaren Stroms aus den nordafrikanischen Staaten Marokko, Tunesien und Algerien im Modell abgebildet werden. Diese können entweder über Punkt-zu-Punkt Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ-Leitungen) oder durch den Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes realisiert werden.

Neben CSP-Importen stellt der Aufbau einer massiven Wasserstofferzeugung und -nutzung im Szenario mit **H₂-Wirtschaft** ein weiteres eigenständiges Szenario dar. Konkret bedeutet dies, dass ein Teil des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor über elektrolytisch erzeugten Wasserstoff bereitgestellt wird. Einher damit geht die Berücksichtigung einer Infrastruktur zur Speicherung des Wasserstoffs. Für die Festlegung des europäischen Kraftwerksparks im Jahr 2050 wird hierfür angenommen, dass zunächst keine großtechnische Speicherung und Verteilung von Wasserstoff stattfindet, sondern Tankstellen mit dezentralen Elektrolyseuren und Druckbehältern zur Vor-Ort-Erzeugung und –Speicherung zur Verfügung stehen. Für die anschließenden Analysen zur Rolle der LAO im Zieljahr 2050 wird dagegen das Vorhandensein großer Salzkavernenspeicherpotentiale zur Wasserstoffspeicherung und Möglichkeiten zur Stromerzeugung aus Wasserstoff mittels GuD- oder Brennstoffzellenkraftwerken (Rückverstromung) angenommen.

Insgesamt ergeben sich somit fünf Szenarien, für die jeweils ein europäischer Kraftwerkspark mit der oben beschriebenen Methodik festgelegt wird. Tabelle 18 zeigt die daraus resultierenden, summierten Stromerzeugungskapazitäten, welche aus sich aus der Anwendung historischer Wetter- und Lastprofilaten des Jahres 2012 (vgl. 5.2.4) ergeben. Ebenfalls dargestellt ist der jeweilige Jahresstromverbrauch für den gesamten Betrachtungsraum.

Tabelle 18: Summen der Erzeugungskapazitäten und des Jahresstrombedarfs in den Szenarien für alle Länder

Jahr	Szenario	Stromerzeugungskapazität in GW ¹⁷	Jahresstrombedarf in TWh
2030	Base	1.327	4.034
2050	Base (ohne CSP-Import & H ₂ -Wirtschaft)	1.634	4.056
	CSP-Import	1.624	4.055
	H ₂ -Wirtschaft	1.894	4.485
	CSP-Import & H ₂ -Wirtschaft	1.855	4.502
	eHighway	1.956	4.113

In Abbildung 17 und Abbildung 18 sind die detaillierten Ergebnisse der modellgestützten Szenarienerstellung für den Stromverbrauch, die Stromerzeugung und die im Folgenden modellexogen angenommenen installierten Kraftwerksleistungen als Summen über alle Regionen bzw.

¹⁶ Hierbei werden sowohl Strom- als auch Wärmespeicher berücksichtigt.

¹⁷ Exklusive Batterie- und Pumpspeicherkraftwerke, inklusive Speicherwasserkraftwerke.

Länder gezeigt. Im Ergebnis liegt der mittlere erneuerbare Anteil an der Jahresstromerzeugung bei über 62 % im Zieljahr 2030 und für die Szenarien Base, CSP, H2 und CSP&H2 bei 85 % bis 87 % im Zieljahr 2050. Im Gegensatz dazu liegt das Szenario basierend auf der e-Highway-Studie nur bei 82 % erneuerbarem Stromanteil im Jahr 2050. Der Vergleich zeigt die relevanten strukturellen Unterschiede auf der Seite der Stromnachfrage nach Verbrauchern und im Falle der Annahme einer Wasserstoffnutzung den dadurch ca. 10 % höheren Stromverbrauch insgesamt. Auf der Seite der Stromerzeugung fällt der deutlich unterschiedliche Strommix in der e-Highway-Studie im Vergleich zu den ähnlichen Versorgungsstrukturen der eigenen Szenarien Base, H2, CSP und H2 auf. Abbildung 18 zeigt ergänzend die hohen installierten Leistungen für Photovoltaik und Wind, die sich in allen Szenarien ergeben. Im Unterschied zu den anderen Szenarien sind im Basisszenario für das Jahr 2030 und in der e-Highway-Studie für das Jahr 2050 noch größere Anteile Kernkraftwerke im europäischen Stromversorgungssystem vorhanden. Die detaillierten Ergebnisse der Szenarienerstellung finden sich in Tabelle 36 und Tabelle 37 in Anhang B4 bzw. B5:

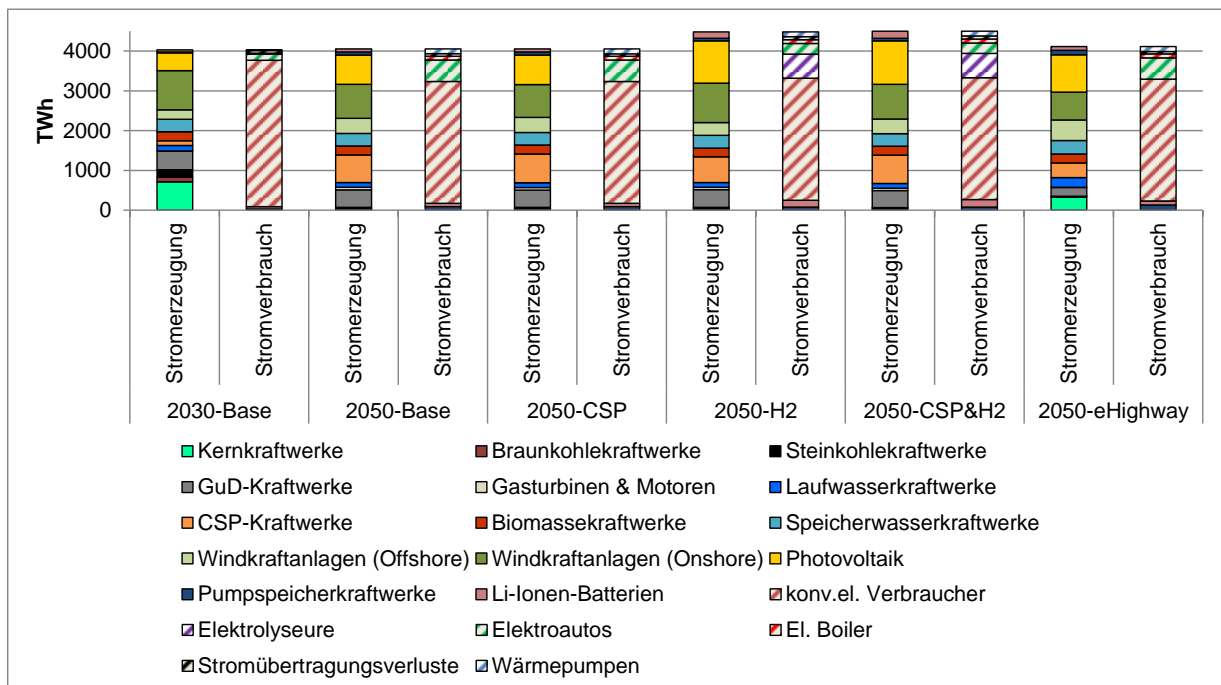


Abbildung 17: Jahresstromerzeugung und Jahresstromverbrauch in den Szenarien für alle Länder

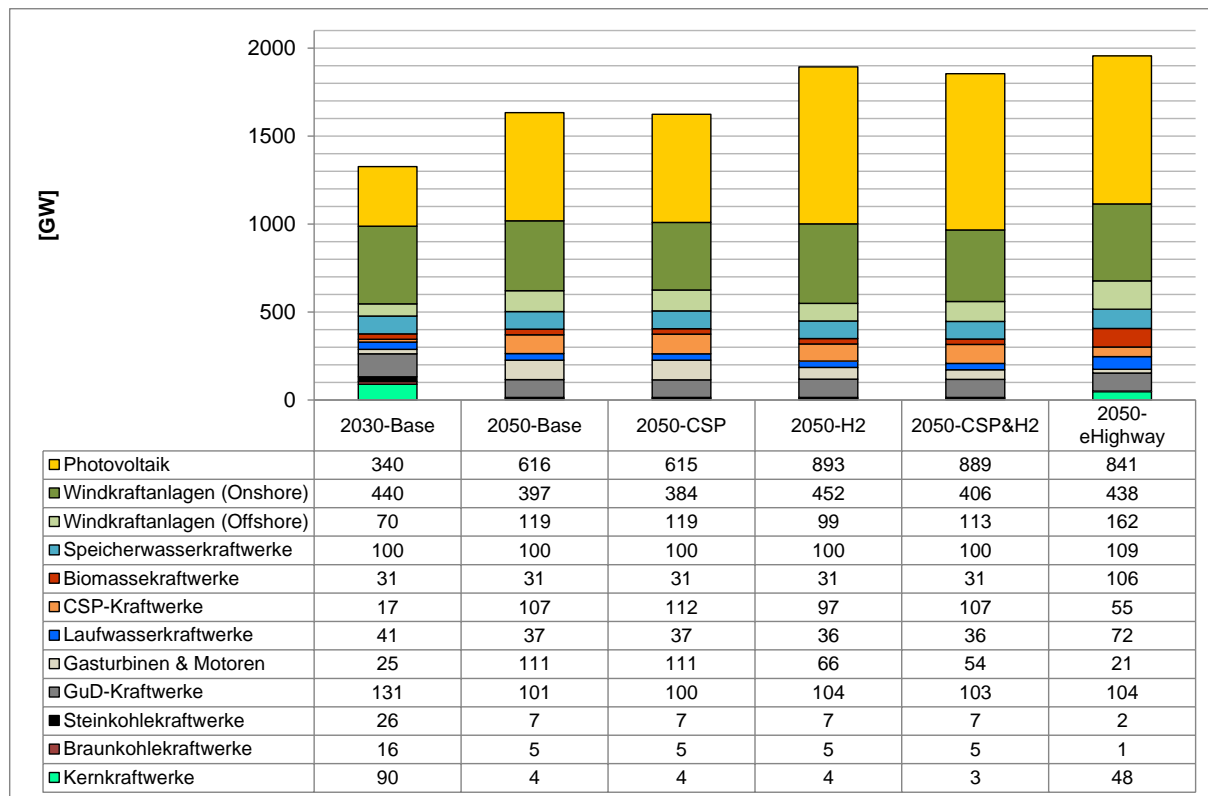


Abbildung 18: Installierte Stromerzeugungskapazitäten in den Szenarien in allen Ländern

5.5.2 SZENARIOVARIANTEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Die Übertragungsnetzinfrastruktur hat einen wesentlichen Einfluss auf die Transformation des Energiesystems zu hohen Stromversorgungsanteilen aus fEE. Mit Blick auf den zukünftigen Netzausbau werden daher vier unterschiedliche Narrative definiert, die sich vornehmlich in der Realisierung verschiedener Technologien, der Konzipierung der Infrastruktur und der Umsetzungsgeschwindigkeit des „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP) [55] der ENTSO-E unterscheiden. Sie gehen jeweils als eigene Szenariovariante in die Szenarioanalysen ein.

„**Trend**“: Das Trendszenario stellt unter den Szenariovarianten den Standardfall dar. D.h., alle in 5.5.1 vorgestellten Szenarien entsprechen in ihrer Ausgangskonfiguration (wenn nicht anders gekennzeichnet) der Netzvariante Trend. Diese ist gekennzeichnet durch ein schwieriges Marktumfeld mit starken Regulatoren. Dennoch wird davon ausgegangen, dass trotz einiger Verzögerungen alle wesentlichen Projekte des TYNDP bis 2030 erfolgreich umgesetzt sind. Die grundlegende Struktur der Übertragungs- und Verteilnetze bleibt erhalten, die Aufgaben der Netzführung werden auch weiterhin im Wesentlichen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene wahrgenommen. Die Automatisierung der Verteilnetze schreitet nur langsam voran. Aufgrund dieser Rahmenbedingungen dominieren Technologien zur Dynamisierung und besseren Ausnutzung vorhandener Assets. Netzverstärkungsmaßnahmen wie Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturfreileitungsseile oder die Ergänzung bestehender Trassenkorridore durch Hochspannungsgleichstrom(HGÜ)-Übertragungstrecken gewährleisten im Hoch- und Höchstspannungsnetz die Übertragung großer volatiler Ströme. Für die Modellierung bedeutet dies, dass die modellendogene Erhöhung der GTC auf vorhandenen Verbindungsleitungen in Drehstromtechnologie oder durch Zubau von HGÜ-Trassen ermöglicht ist.

„**Super Grid**“: Das zentrale Szenario wird von lastferner Erzeugung bestimmt. Zunächst getrieben durch den massiven Ausbau der Offshore Windenergie kommt es zu einer Renaissance der Höchstspannungsnetze. Neue Trassen auf der 380 kV-Ebene werden vorangetrieben. Die sichere und stabile Einbindung der erneuerbaren Energien Skandinaviens und ggf. Nordafrikas machen Investitionen in neue Spannungsebenen erforderlich. Ein Overlay-Netz auf Basis multiterminalfähiger HGÜ-Übertragungsstrecken kann 220 und 380 kV-Trassen ergänzen. Die stark zentralistisch ausgelegten Netze machen verstärkte Investitionen in intelligente Verteilnetze weniger interessant. Hinsichtlich der Modellierung wird dementsprechend davon ausgegangen, dass der TYNDP im Jahr 2030 vollständig umgesetzt ist. Eine anschließende Netzausbauplanung mit neuen HGÜ-Leitungen und der Möglichkeit zur Umsetzung weiterer Verstärkungsmaßnahmen im Drehstromübertragungsnetz kennzeichnen diese Szenariovariante.

„**Smart Grid**“: Unter Voraussetzung einer zunehmenden Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr tragen verteilte Photovoltaik, Windkraft und Solarthermie in Kombination mit einer extensiven Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung dazu bei, dass weite Bereiche Europas sich selbst versorgen können. Die zur Anpassung von Last und Erzeugung notwendigen Maßnahmen werden zwecks Verringerung der Netzverluste insbesondere auf den unteren Spannungsebenen vorangetrieben. Die integrierte Betrachtung von Strom- und Wärmebedarfen führt zur kostengünstigen Speicherung von Energie, die massive Integration elektrisch betriebener Fahrzeuge liefert weitere Flexibilität im Stromsystem. Die zum Zwecke des Demand Side Managements vorangetriebene Automatisierung der Verteilnetze (sog. „Smart Grids“) unterstützt den Trend hin zu Autarkie und begrenzt die Bedeutung übergelagerter Netzebenen, deren Aufgabe zunehmend auf die Energiebereitstellung im Fehlerfall reduziert wird. Der TYNDP wird folglich nur zum Teil umgesetzt. Konkret wird angenommen, dass Projekte mit dem Status „Under Consideration“ aus dem TYNDP 2016 nicht mehr realisiert werden. Investitionen in die Übertragungsnetzinfrastruktur werden außerdem mit höheren spezifischen Kosten als in den voranstehenden Szenariovarianten verbunden. Hingegen können weitere Investitionen zur lastnahen Deckung des Strombedarfs in regionale Erzeugungskapazitäten stattfinden.

„**Protest**“: Aufgrund anhaltender Widerstände gegen Großinfrastrukturprojekte, lassen sich diese nur noch eingeschränkt und mit erheblichem finanziellen Aufwand realisieren. Gleichzeitig besteht aber weiterhin die Notwendigkeit des Ausbaus der Übertragungsnetzinfrastruktur, da großtechnische Alternativen, wie die Speicherung von Energie in Kavernenspeichern, ebenfalls nicht umgesetzt werden können. Die Realisierung der Ausbaumaßnahmen im TYNDP im Jahr 2030 gelingt deshalb zwar nur teilweise, spätestens aber im Jahr 2050 sind sämtliche der darin aufgeführten Projekte umgesetzt. Zusätzliche Erhöhungen der GTC lassen sich nur in sehr begrenztem Maß, d.h. durch Erhöhung des GTC bestehender Übertragungsstrecken um bis zu 2 GW realisieren.

Tabelle 19 zeigt auf, inwiefern die unterschiedlichen netzseitigen Annahmen der Szenariovarianten einen Einfluss auf die Parametrierung der Energiesystemmodellierung haben. Während der Begriff „Netzverstärkung“ eine Netzausbauplanung mit zusätzlichen Investitionen in bestehende Verbindungsleitungen bedeutet, erfordert eine „Netzerweiterung“, dass zusätzlich die Topologie des bestehenden Netzes durch Hinzufügen neuer Verbindungsleitungen bei der Netzausbauplanung verändert wird.

Tabelle 19: Umsetzung des TYNDP 2016 [53] und der Netzausbauplanung in den Szenariovarianten

Szenario-variante	Umsetzung TYNDP	Netzausbauplanung 2050			Sonstiges
		Drehstromübertra-gungsnetz (HDÜ)	Gleichstromüber-tragung (HGÜ)	dominierende Technologie	
Trend	vollständig	Netzverstärkung		Freileitungen	
Supergrid	vollständig	Netzverstärkung	Netzerweiterung	Freileitungen	
Smart-Grid	teilweise	Netzverstärkung		Kabel	Ausbauplanung PV, Wind Onshore
Protest	vollständig	Netzverstärkung + Limitierung auf max. +2 GW GTC		Kabel	kein Großspeicher-ausbau

Unter Berücksichtigung des Zeithorizonts der Szenarioanalysen, der vorgestellten grundlegenden Szenarien sowie der Szenariovarianten für das Übertragungsnetz, ergibt sich der in Abbildung 19 gezeigte Szenarienbaum für die Durchführung der Systemmodellierungen mit REMix.

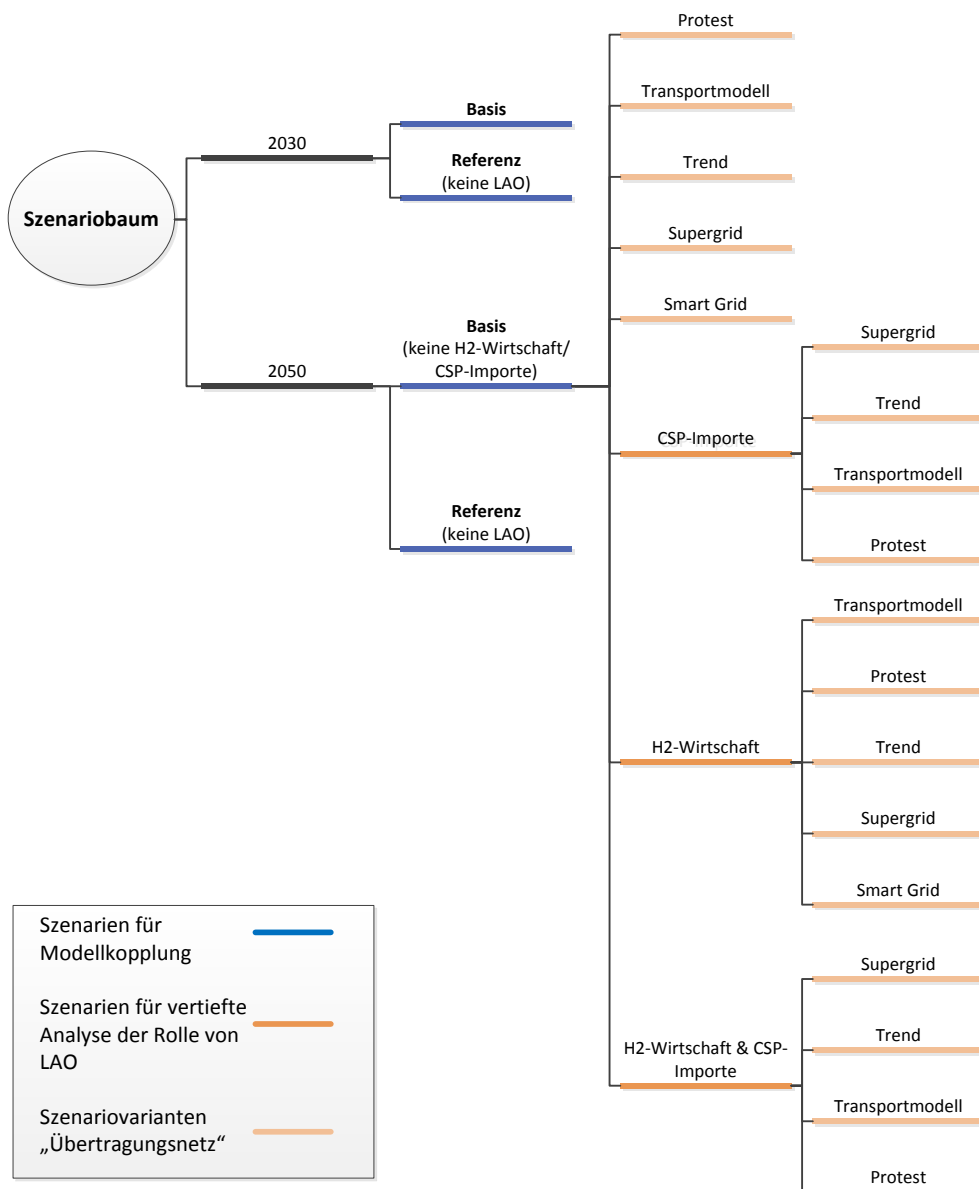


Abbildung 19: Szenarienbaum der Modellierungen im Projekt INTEEVER

5.5.3 SZENARIORAHMEN FÜR DIE VERTEILNETZSIMULATION

Ausgehend von einem zielorientierten Szenario für Deutschland entsprechend [76] wird mit einem einfachen Ansatz unter Berücksichtigung einerseits der regional vorhandenen Energiepotentiale und andererseits den heute installierten Leistungen für die Jahre 2030 und 2050 ein Szenario der Stromerzeugung für die Verteilnetzregion Oberrhein abgeleitet. Hierbei werden die Anteile der Region an den heutigen Potentialen und an den installierten Leistungen jeweils zu 50 % berücksichtigt. Es wird dabei ein Szenario ohne dezentrale Wasserstoffherzeugung angenommen, jedoch einschließlich neuer Stromverbraucher durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Im Ergebnis werden die in Tabelle 20 dargestellten installierten Kapazitäten zur erneuerbaren Stromerzeugung in der Verteilnetzmodellierung berücksichtigt. Weitere Informationen zur erfolgten Datenprozessierung und Modellparametrierung finden sich im Anhang A2.

Tabelle 20: Ausbauszenario für die erneuerbare Stromerzeugung in MW im betrachteten Mittelspannungsnetz in der Region Oberrhein im Vergleich zum Deutschlandszenario aus [76]

	2015	2030	2050
<i>Installierte Leistung PV:</i>			
Deutschland	38.850	61.000	73.684
Netzgebiet Oberrhein	25,7	39,7	47,6
<i>Installierte Leistung Wind:</i>			
Deutschland	38.569	43.727	69.299
Netzgebiet Oberrhein	0	1,8	10,8
<i>Installierte Leistung Bioenergie:</i>			
Deutschland	6.931	9.995	10.392
Netzgebiet Oberrhein	4,2	6,1	6,3
<i>Installierte Leistung Laufwasser:</i>			
Deutschland	4.059	4.428	4.680
Netzgebiet Oberrhein	0,50	0,54	0,57

Ausgehend davon werden in den Verteilnetzmodellierungen insbesondere zwei charakteristische zukünftige Netzsituationen betrachtet, den Einspeisefall bei geringem Stromverbrauch und einer starken Erzeugung der erneuerbaren Energieanlagen und den Starklastfall bei nahezu keiner dezentralen Stromerzeugung und gleichzeitig hoher Stromlast (s. Abschnitt 4.2.5).

5.5.4 SZENARIORAHMEN FÜR DIE AGENTENBASIERTE MODELLIERUNG

In Bezug auf die Auswahl der betrachteten Zusammensetzung des Kraftwerksparks, die aus REMix für die vorzunehmenden Vergleiche von Speichereinsatzstrategien übernommen werden (vgl. 4.3.2), hat sich im Projektverlauf herausgestellt, dass für eine entsprechende Analyse sich vor allem das Szenario 2030-Base:PTDF_TYNDP (vgl. Abschnitt 6.2.6) eignet.

Da in den mit REMix betrachteten Szenarien der räumliche Lastausgleich aufgrund von Kostenvorteilen aus System Sicht prioritär genutzt wird, finden Investitionen in Speicher für den zeitlichen Lastausgleich regional sehr unterschiedlich und in Abhängigkeit der erneuerbaren Stromeinspeisung statt. Dies führt dazu, dass Lithium-Ionen-Batterien allenfalls in Regionen mit großen Stromerzeugungskapazitäten für Photovoltaik zum Einsatz kommen, und für 2030 in Deutschland in keinem Szenario zu finden sind (vgl. Abschnitt 6.2.8). Wegen der räumlichen und zeitlichen Begrenzung der AMIRIS-Analysen musste ein Vergleichsszenario gefunden werden, in

welchem eine größere Speicherleistung in Deutschland im Jahr 2030 installiert ist. So ist schließlich die Auswahl auf das Szenario 2030-Base:PTDF_TYNDP gefallen, in dem in Deutschland 2030 6,5 GW Leistung an Pumpspeicherkraftwerken installiert sind.

5.6 SENSITIVITÄTEN

Da die benötigten Daten zur Parametrierung der Modelle Unsicherheiten unterworfen sind, werden für eine Auswahl an besonders relevanten Parametern alternative Datensätze definiert. Ausgehend von den Ergebnissen der betrachteten Szenarien und Szenariovarianten, werden für eine Auswahl der in Abbildung 19 dargestellten Zweige Sensitivitätsanalysen mit alternativen Eingangsparametern durchgeführt. Dies dient vorrangig der Überprüfung der Robustheit der Ergebnisse und der daraus abzuleitenden Schlussfolgerungen. Abbildung 20 veranschaulicht die im Folgenden näher beschriebenen Parametervariationen. Hier ist auch die Variation des Kraftwerksparks ausgehend von der e-Highway 2050-Studie mit aufgeführt, weil damit isoliert die Effekte der Zusammensetzung des europäischen Kraftwerksparks auf die Rolle der LAO untersucht werden können.

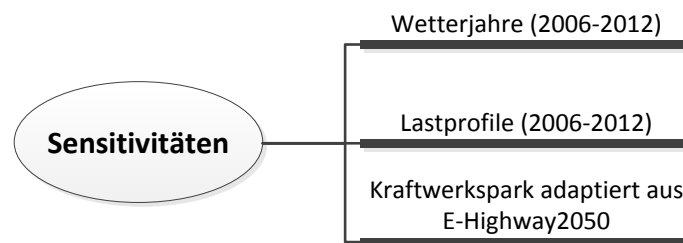


Abbildung 20: Parametervariationen zur Sensitivitätsanalyse

5.6.1 STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN DES EUROPÄISCHEN KRAFTWERKSPARKS

Die installierte Leistung der Kraftwerkskapazitäten wird, mit Ausnahme von Gaskraftwerken (siehe 2.2.1), in allen Szenarien modellexogen vorgegeben. Diese orientieren sich zum einen an einem in [54] verwendeten, konsistenten Szenario-Mengengerüst, welches auf Jahresbasis eine Deckung der Energienachfrage anhand typischer Verfügbarkeiten einzelner Erzeugungstechnologien gewährleistet. Ändern sich aber beispielsweise Annahmen zur restlichen Lebensdauer existierender oder zur Inbetriebnahme geplanter Kraftwerkskapazitäten, resultieren eine unterschiedliche Zusammensetzung wie auch Gesamterzeugungsleistung des zukünftigen Kraftwerksparks. Als Alternative zu den oben beschriebenen Eingangsdaten werden deshalb beispielhaft die in der e-Highway 2050-Studie [55] beschriebenen europäischen Szenarien installierter Kraftwerksleistungen für die Modellparametrierung genutzt, wobei für die Abbildung des deutschen Kraftwerksparks auch die Annahmen aus [56] zu Grunde gelegt werden.

5.6.2 WETTERJAHRE UND LASTPROFILE

Für Energieszenarien mit hohen Anteilen einer Stromerzeugung aus fEE ist die Verwendung von realitätsnahen Zeitreihen der Stromeinspeisung aus Wind- und Solarenergie von hoher Bedeutung. Diese Zeitreihen werden basierend auf historischen Wetterdaten ermittelt. Die Wetterdaten unterscheiden sich je nach dem zu Grunde liegenden Jahr der Aufzeichnung sowohl in der Variabilität als auch in der Höhe der potentiell erzeugbaren Strommenge aus erneuerbaren Energien. Dementsprechend kann der Bedarf nach Verfügbarkeit von LAO oder alternativen Energiequellen zur Stromerzeugung in Abhängigkeit der verwendeten Wetterdaten schwanken.

Vor allem zur Beantwortung der Forschungsfragen 1, 4, 5 und 8 ist die Analyse der entsprechenden Indikatoren (siehe Kapitel 2.1.2) für unterschiedliche Wetterjahre von Bedeutung. Zur Verfügung stehen hierfür Stromeinspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien basierend auf Messdaten der Jahre 2006 bis 2012.

Wie bei den Einspeisezeitreihen aus fEE basiert der zeitliche Verlauf des Strombedarfs auf historisch erfassten Daten, die sich je nach Aufzeichnungsjahr voneinander unterscheiden. Zur Gewährleistung, dass die Modellergebnisse nicht nur für den spezifischen Lastverlauf eines bestimmten Jahres gelten, kommen im Rahmen der Sensitivitätsanalysen normierte Stromlastprofile der Jahre 2006 bis 2012 zum Einsatz. Die konsistente Verwendung von fEE-Einspeisezeitreihen mit Lastprofilen aus dem gleichen historischen Jahr wird hierfür gewährleistet.

6 ERGEBNISDARSTELLUNG UND -DISKUSSION

6.1 TRANSPORTNETZMODELL ^(IFK)

Die Berücksichtigung der Leistungsflüsse im Transportnetz erfordert die Betrachtung und Abbildung verschiedener Netzsituationen. Deshalb wurden auf Basis realer Netznutzungsfälle sechs charakteristische Leistungsflussverteilungsmatrizen erstellt (vgl. 4.2.2). Damit können für die jeweiligen Szenario-Jahre netzseitige Entwicklungen und Restriktionen in die Systemmodellierungen integriert und die Auswirkungen der Transformation des Energiesystems auf die Stromverteilung besser abgebildet werden.

6.1.1 *ERMITTLUNG DER STÜTZPUNKTE FÜR PTDF-ERSTELLUNG*

Zur Ermittlung der charakteristischen Netznutzungsfälle wurden öffentlich zugängliche energieträgerscharfe Zeitreihen der Datenplattform OPSD (Open Power System Data) [57] genutzt, die auf Angaben der europäischen Netzbetreiber basieren. Diese Zeitreihen enthalten die Last sowie der Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen je Land. Abbildung 21 zeigt die stündlich aggregierte elektrische Last im kontinentaleuropäischen Verbundsystem als Histogramm für die drei Wochen des Jahres 2015, für die Daten für reale Netznutzungsfälle vorliegen.

Es ist zu erkennen, dass die Netzlast im europäischen Verbundsystem in dieser Zeit zwischen etwa 220 GW und 470 GW variiert. Um die in Abbildung 15 dargestellten PTDF-Matrizen zu berechnen, wurde der vorliegende Datensatz zur Netzlast mittels der Terzile in drei Teildatensätze aufgeteilt und je Teildatensatz der Mittelwert gebildet, um einen Stützpunkt zur Identifikation der charakteristischen PTDF-Matrix zu erhalten. Die Daten der Einspeiseleistungen aus Windenergieanlagen (WEA) wurden mittels des Medians in einen oberen und einen unteren Teildatensatz aufgeteilt und ebenso die jeweiligen Mittelwerte berechnet. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 22 zusammen mit der geordneten Dauerlinie der beiden Datensätze dargestellt.

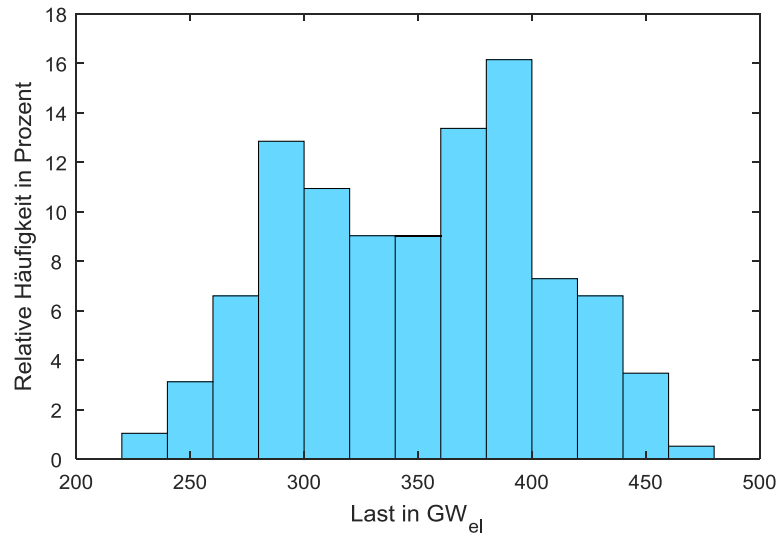


Abbildung 21: Relative Häufigkeit der elektrischen Lasten im kontinentaleuropäischen Verbundsystem für drei Wochen des Jahres 2015

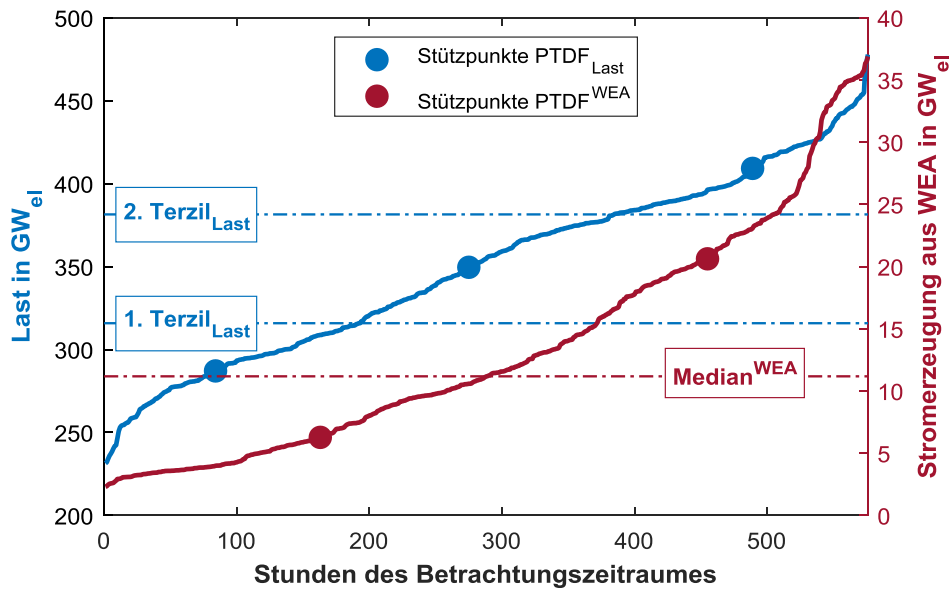


Abbildung 22: Geordnete Dauerlinien der Last- und Erzeugungsdaten Wind und zugehörige Stützpunkte zur PTDF-Erstellung

Anhand dieser Stützpunkte kann nun nach Gleichung (18) die minimale gesamte Abweichung der realen, stündlichen Last- (P_{Last}) und Einspeisedaten (P_{WEA}) von Stützpunkten des jeweiligen Quantils berechnet werden. Damit kann jeweils der beste Zeitpunkt für die detaillierte Leistungsflussberechnung ermittelt werden, für den die Erstellung der jeweiligen PTDF-Matrix durchgeführt wird. Dabei bezeichnen i und j die Teildatensätze für die Last bzw. die Stromerzeugung aus WEA.

$$t_{\text{PTDF},ij} = \min_t \left(\delta_{\text{Stützpunkt,Last},i}(t) + \delta_{\text{Stützpunkt,WEA},j}(t) \right) \quad (18)$$

$$\forall i \in \{\text{niedrige Last, mittlere Last, hohe Last}\}$$

$$\forall j \in \{\text{niedrige Windeinspeisung, hohe Windeinspeisung}\}$$

mit

$$\delta_{\text{Stützpunkt,Last},i} = \left| \frac{P_{\text{Last}} - P_{\text{Stützpunkt,Last},i}}{P_{\text{Stützpunkt,Last},i}} \right| \quad (19)$$

und

$$\delta_{\text{Stützpunkt,WEA},j} = \left| \frac{P_{\text{WEA}} - P_{\text{Stützpunkt,WEA},j}}{P_{\text{Stützpunkt,WEA},j}} \right| \quad (20)$$

In Tabelle 21 sind für jeden charakteristischen Netznutzungsfall aus Abbildung 15 die zugehörigen Stützpunkte (vgl. Abbildung 22) dargestellt, sowie die auf deren Basis ausgewählten Zeitpunkte mit dem geringsten relativen Fehler.

Tabelle 21: Zeitpunkte, Stützpunkte und angenäherte Last- und WEA-Erzeugungswerte für die PTDF-Erstellung

Netznutzungsfall	$P_{\text{Stützpunkt,Last},i}$ in GW	$P_{\text{Stützpunkt,WEA},j}$ in GW	P_{Last} in GW	P_{WEA} in GW	Datum und Uhrzeit (2015)
PTDF ₀ ⁻	287,1	6,3	296,2	6,2	22. Mai 21:00
PTDF ₀ ⁺		20,6	277,7	20,4	16. Nov. 02:00
PTDF ₀ ⁻	349,6	6,3	343,4	6,1	27. Mai 19:00
PTDF ₀ ⁺		20,6	350,6	19,8	17. Nov. 04:00
PTDF ₊ ⁻	409,2	6,3	399,3	6,2	08. Apr. 11:00
PTDF ₊ ⁺		20,6	416,3	20,4	17. Nov. 06:00

Ausgehend von diesen Netznutzungsfällen wurden unter Berücksichtigung der im folgenden Abschnitt 6.1.2 beschriebenen Überführung der Regionalisierung aus REMix detaillierte Leistungsflussberechnungen mit POSIM durchgeführt. Ausgehend von diesen Ergebnissen kann die Berechnung der PTDF-Matrizen in Matlab erfolgen.

6.1.2 REGIONALISIERUNG UND PTDF-LEISTUNGSFLUSSBERECHNUNG

Aus den netzknotenscharf aufgelösten Datensätzen im POSIM-Netzmodell wurde ein regionalisiertes Netzmodell erstellt, das der festgelegten regionalen Auflösung der Energiesystemanalyse genügt. Dazu wurden die vorliegenden Einspeise- und Verbrauchsknoten den georeferenzierten Regionen zugeordnet und die jeweiligen Leitungen zwischen den Regionen zu sogenannten Flowgates zusammengefasst. Die Übertragungsleistungen dieser Flowgates entsprechen der Summe der Übertragungsleistungen der einzelnen Leitungen. Gleichmaßen gilt für die Ein-

speisungen und Entnahmen innerhalb der Regionen, dass diese summarisch den jeweiligen Knotenleistungen entsprechen. Die Regionen selbst werden in ihren Grenzen als „Kupferplatte“ betrachtet, d.h. Leistungsflüsse innerhalb der Regionen werden vernachlässigt und es treten somit auch keine Engpässe auf. Leitungsverluste für den Transport von elektrischer Energie zwischen Regionen werden allerdings vereinfacht in REMix abgebildet und entsprechend in den Ergebnissen der REMix-Berechnungen berücksichtigt. Die Aggregation der Netzknoten zu den betrachteten Regionen zeigt Abbildung 23.

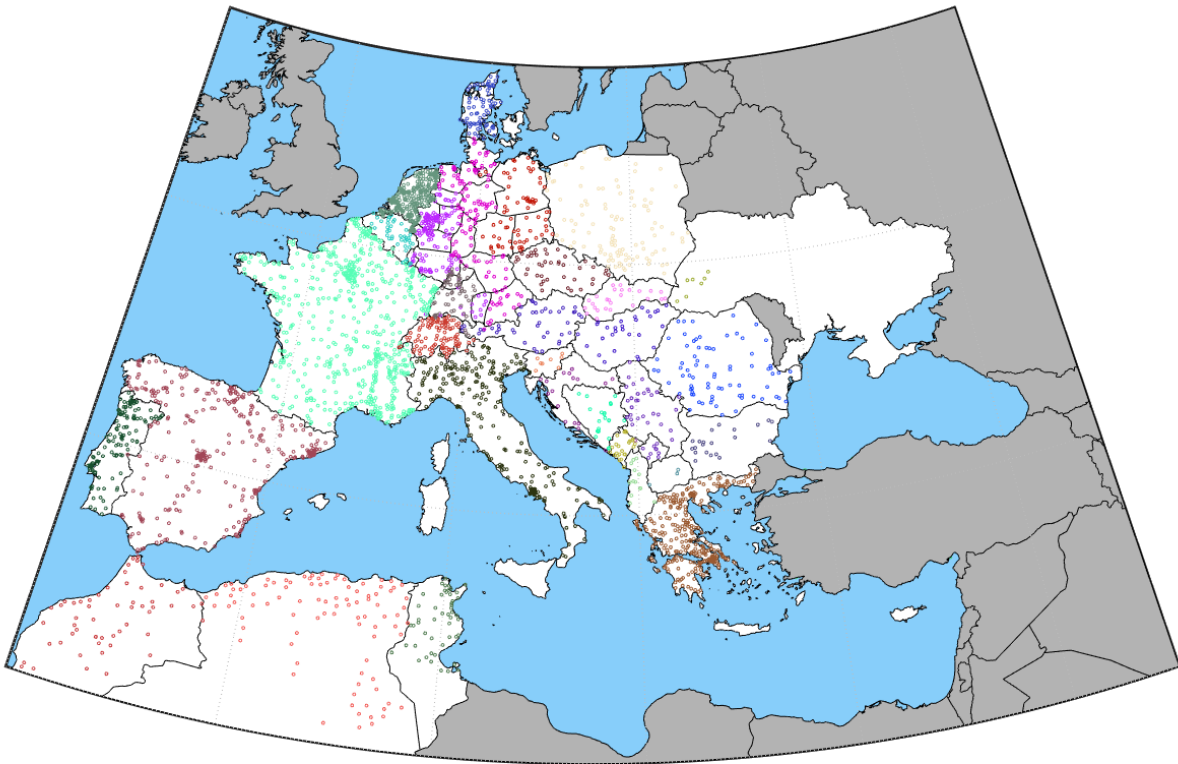


Abbildung 23: Aggregation der Netzknoten aus POSIM zur regionalisierten Energiesystemanalyse mit REMix. Da die Geokoordinaten nicht für alle Netzknoten vorliegen, ist die Darstellung nicht vollständig.

Dargestellt sind jeweils die Umspannwerke in den Regionen (die auch mehrere Netzknoten beinhalten können), sowie die in INTEEVER betrachteten Regionengrenzen des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes. Innerhalb Deutschlands sind die Regionen des verwendeten Regionenmodells [58] zu erkennen.

Mit Hilfe der durch die projektspezifischen Anpassungen aus 6.1.1 erzeugten Leistungsflussverteilungsmatrizen lassen sich nun Leistungsflüsse über die Flowgates der Regionen für alle Zeitpunkte eines Szenario-Jahres berechnen. Beispielhaft ist dies in Abbildung 24 dargestellt:

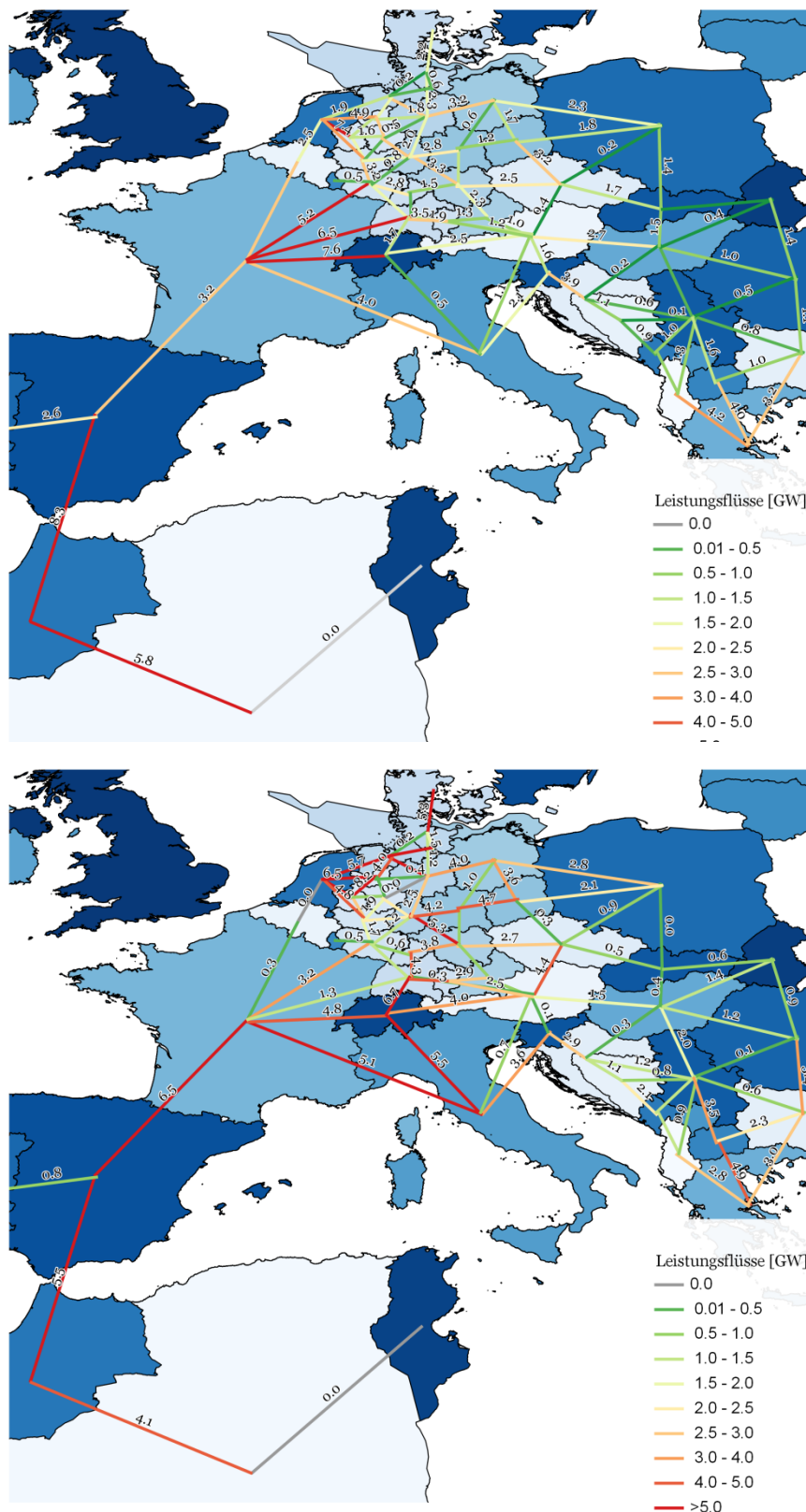


Abbildung 24: Leistungsflüsse für den 21. November 9 Uhr im Szenario 2030 für statische, entfernungs-basier-te PTDF (oben) und mit $PTDF_{\pm}^+$ (unten)

Für den exemplarischen Zeitpunkt am 21. November 2030 um 9 Uhr ist das Ergebnis der Leistungsflussberechnung nach dem statischen, rein längenbasierten und dem leistungsflussverteil-ten PTDF-Verfahren dargestellt. Der statische Ansatz beruht dabei lediglich auf der Annahme

eines Impedanzbelags über die Länge einer Verbindung, wohingegen das oben beschriebene leistungsflussverteilte PTDF-Verfahren aufgrund der Linearisierung um einen realisierten Arbeitspunkt die grundsätzliche Charakteristik des realen Wechselstromnetzes berücksichtigt. Da das Transportnetzmodell nur die synchron verbundenen Regionen in Kontinentaleuropa und Nordafrika umfasst, kann mit dem PTDF-Verfahren auf Basis von einer Linearisierung der Leistungsflussberechnung keine Aussage getroffen werden zu Leistungsflüssen zwischen den Regionen in Skandinavien, im Baltikum, sowie Großbritannien und Irland. Die Ergebnisse sind daher nicht direkt vergleichbar. Darüber hinaus kann die Güte der Leistungsflussberechnung auf Basis der charakteristischen PTDFs nicht alleine aus einer exemplarischen Darstellung wie in Abbildung 24 beurteilt werden. Der Vergleich zeigt jedoch, dass ein Unterschied zur vereinfachten Methode der rein längenbasierten PTDF-Matrix vorhanden ist.

6.1.3 ERGEBNISSE DER KOSTENBESTIMMUNG

Die Kosten für den Netzzubau bzw. -ausbau zwischen den betrachteten Regionen wurden nach dem in Kapitel 3.5.3 beschriebenen Ansatz ermittelt. Dabei wurden für die jeweiligen Anfangs- bzw. Endpunkte bei der Festlegung der Längenanteile für Gleichung (5) die nächstgelegenen (direkte Verbindung) übertragungsfähigen Umspannwerke zwischen den entsprechenden Regionen gewählt. Die so berechneten Gesamtkosten pro Netzausbaumaßnahme zwischen den benachbarten Regionen sind in Abbildung 25 dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde hier allerdings eine Darstellung mit den Verbindungen der Flächenschwerpunkte gewählt, da die Distanzen andernfalls teilweise zu kurz und damit nicht mehr erkennbar ausfielen.

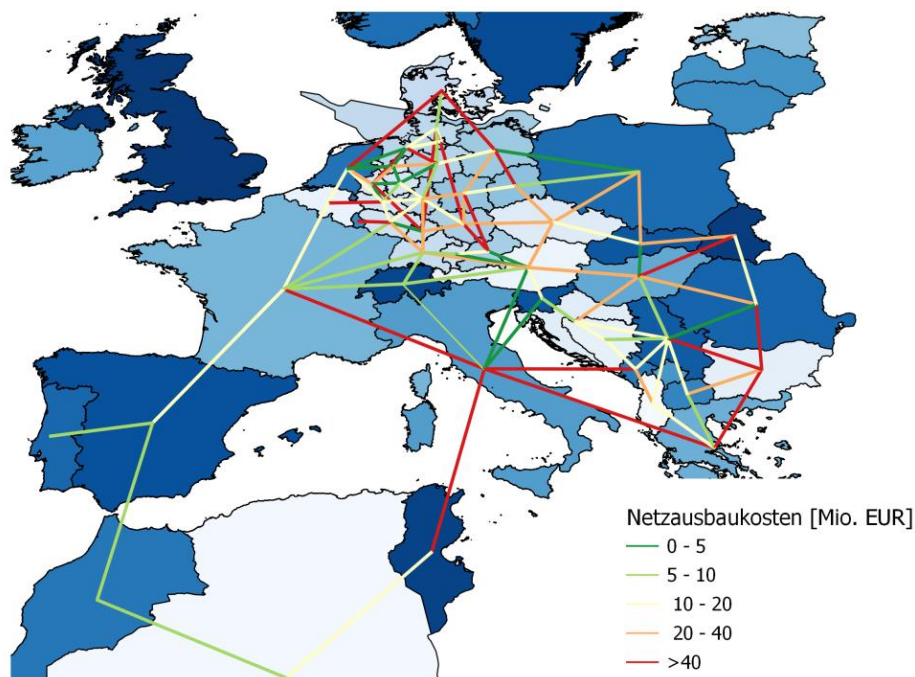


Abbildung 25: Ergebnisse der Netzausbaukostenberechnung

In Abbildung 25 wird deutlich, dass durch die Berücksichtigung der anschlussfähigen Umspannwerke in den jeweiligen Regionen – und nicht lediglich der Verbindung von Flächenmittel- oder -schwerpunkten – sowie den topologischen Gegebenheiten sich Kosten ergeben, die mit einem vereinfachten Ansatz nicht berechnet werden können. So zählt z.B. der Netzausbau von Brandenburg nach Sachsen zu den teuersten Verbindungen, während ein Netzausbau zwischen

Schleswig-Holstein und Dänemark deutlich günstiger ausfällt als bei einem Ansatz auf Basis der Entfernung der Flächenschwerpunkte. Dies ist dadurch zu erklären, dass im ersten Fall die für eine Verbindung geeigneten Umspannwerke deutlich weiter voneinander entfernt sind.

6.2 SZENARIENMODELLIERUNGEN ^(DLR)

6.2.1 *STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN DES EUROPÄISCHEN KRAFTWERKSPARKS*

Wie in Kapitel 5 beschrieben, werden die Stromerzeugungskapazitäten des europäischen Kraftwerksparks zum Teil modellbasiert bestimmt und stellen somit ein Zwischenergebnis der Szenarienmodellierung dar. Für die im Folgenden dargestellten zentralen Analysen zur Rolle von Strukturoptionen dienen sie lediglich als Modelleingangsparameter. In Abbildung 18 in Kapitel 5.5 sind die jeweils als installiert angenommenen Stromerzeugungskapazitäten der Szenarien dargestellt. Die folgenden Ergebnisse basieren somit auf Modellparametrierungen, bei denen bis auf wenige Ausnahmen auf eine Ausbauplanung von Stromerzeugungskapazitäten verzichtet wird. Die in den Kapiteln 5.1 bis 5.4 beschriebenen Nebenbedingungen sind ebenfalls nicht aktiv. Hinsichtlich der Behandlung von Treibhausgasemissionen wird nun von einem Zertifikatspreis in Höhe von 75€/t ausgegangen. Ebenfalls wird die Sektorenkopplung mittels KWK-Anlagen nun vollständig berücksichtigt. Der nicht von stromverbrauchenden Wärmeerzeugern zu deckende Wärmebedarf muss zudem über fossile Energieträger gedeckt werden.

6.2.2 *EINSATZPOTENZIAL VON LASTAUSGLEICHSOPTIONEN*

Zur Bewertung des Einsatzpotentials unterschiedlicher Lastausgleichsoptionen werden zunächst ausgehend von den Basisszenarien Referenzfälle definiert (gekennzeichnet durch „REF“), in denen lediglich der Zubau von Gasturbinenkraftwerken zulässig ist. Diesen Referenzfällen werden wie in Kapitel 4 beschrieben unterschiedliche Szenarien gegenübergestellt, in denen ein großes Spektrum an Strukturoptionen für den Lastausgleich verfügbar ist, die modellendogen ausgebaut bzw. eingesetzt werden können. Diese Szenarien zeichnen sich durch folgende Änderungen hinsichtlich der Modellparametrierung aus:

- Ausbauplanung Übertragungsnetz: Erhöhung der GTCs im Drehstromübertragungsnetz sowie bei den HGÜ-Verbindungen
- Ausbauplanung Stromspeicher: Zubau von unterschiedlichen Arten von Stromspeichern (Li-Ionen-Batterien, Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeicherkraftwerken und Vanadium-Redox-Flow-Batterien)
- Ausbauplanung Wärmespeicher: Zubau von Wärmespeichern bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
- Lastmanagement: Gesteuertes Laden von Batterieelektrofahrzeugen sowie Lastabwurf bei industriellen Stromverbrauchern
- Ausbauplanung Gasturbinenkraftwerke: Zubau von zusätzlichen Kapazitäten als Backup zur Lastdeckung
- In den Szenarien „CSP“, „H2“, „CSP&H2“:
 - Ausbauplanung von CSP-Kraftwerken in der MENA-Region und ggf. neuen, trans-europäischen HGÜ-Übertragungsstrecken
 - Ausbauplanung von Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern (Druckbehälter oder Kavernenspeicher) mit Wasserstoffrückverstromungsmöglichkeit in gasgefeuerten Kraftwerken

In Abbildung 26 sind Ergebnisse der Szenariomodellierungen für zwei wesentliche Indikatoren einander gegenübergestellt. Auf der x-Achse ist die gesamte installierte Leistung aller europäischen Gasturbinen aufgetragen. Sie dient als Indikator für die Versorgungssicherheit des Energiesystems im betrachteten Szenario (vgl. Kapitel 2.2.2). Auf der y-Achse ist die Abweichung der Gesamtsystemkosten im Vergleich zum Referenzfall „2050-REF“ dargestellt. Hiermit kann gezeigt werden, inwieweit durch die Nutzung einer Kombination verschiedener Lastausgleichsoptionen (im Gegensatz zur ausschließlichen Nutzung von Backup-Kraftwerken) ein zusätzlicher oder geringerer Aufwand entsteht, um ein versorgungssicheres System zu gewährleisten.

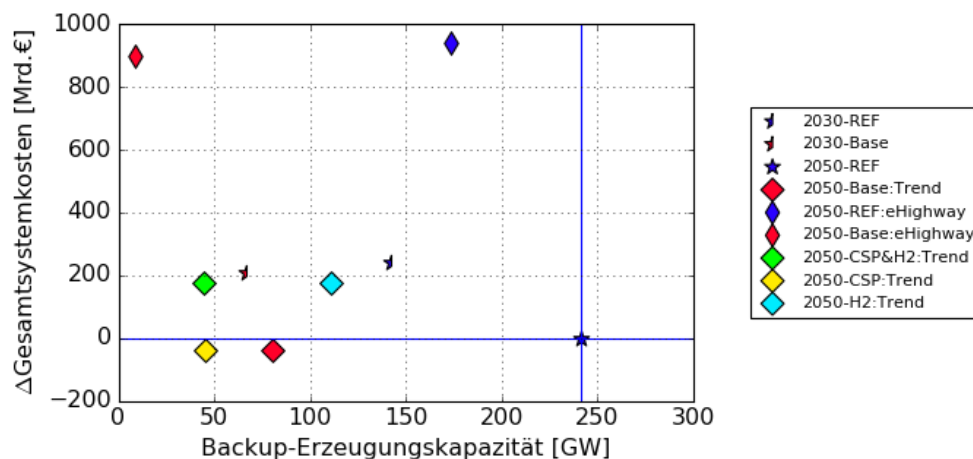


Abbildung 26: Differenz der Gesamtsystemkosten und zugebauten Erzeugungskapazität von Gasturbinen in Europa in den betrachteten Szenarien im Vergleich zum Referenzfall „2050-REF“

Die Marker aller betrachteten Szenarien liegen links der vertikalen blauen Linie, welche die installierte Erzeugungsleistung von Gasturbinen im Referenzfall „2050-REF“ repräsentiert. Daraus lässt sich schließen, dass in allen Szenarien im Vergleich zum Referenzfall ein höheres Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Der Einfluss der Verfügbarkeit unterschiedlicher Lastausgleichsoptionen lässt sich anhand des Vergleichs der „REF“-Szenarien (blaue Marker) und „Base“-Szenarien (rote Marker) bemessen. Sowohl für die Szenarien der Jahre 2030 und 2050 als auch für das alternative Erzeugerportfolio aus e-Highway 2050, können deutliche Reduktionen des Backup-Bedarfs beobachtet werden (Differenz „REF“ zu „Base“ 2030: 75 GW, 2050: 161 GW, „REF“ zu „eHighway“ 2050: 165 GW). Der geringere Backup-Bedarf der Szenarien für 2030 und der „eHighway“-Szenarien gegenüber „2050-REF“ begründet sich in diesem Zusammenhang durch ihre höheren, absoluten Ausgangswerte installierter Erzeugungsleistungen von thermischen Großkraftwerken (vgl. 5.5). Diese wirken sich auch direkt auf die Gesamtsystemkosten aus, welche in beiden Fällen deutlich über jenen der Szenarien „2050-REF“ bzw. auch „2050-Base“ liegen.

Die weiteren breiten, rautenförmigen Marker zeigen die Ergebnisse der Szenarien, die sich durch die Nutzung von CSP-Importen aus Nordafrika und oder die Verfügbarkeit von Wasserstoff als Energieträger im Mobilitätssektor und als zusätzliche Speicheroption für eine zeitliche Flexibilisierung von Stromerzeugung und Stromverbrauch voneinander unterscheiden. Für alle diese Fälle gilt auch hier, dass die Verfügbarkeit der Lastausgleichsoptionen eine deutliche Reduktion des Bedarfs an Gasturbinenkraftwerken mit sich bringt. Im Fall der Szenariovarianten mit Wasserstoffnutzung ist dies allerdings nur mit höheren Gesamtsystemkosten im Vergleich zum Referenzfall möglich. Diese begründen sich vor allem in einer deutlich höheren Gesamtkapazität

pazität an installierten Stromerzeugern, die auch durch die geringere Umwandlungseffizienz in der Energiebereitstellung für den Mobilitätssektor, im Vergleich zu einer ausschließlich direkten Stromnutzung durch batterieelektrische Fahrzeuge bedingt ist. Die Konsequenz daraus ist eine Erhöhung der Gesamtsystemkosten um 169 Mrd. € („CSP&H2“) bzw. 164 Mrd. € („H2“) gegenüber dem Referenzfall „2050-REF“ (Ausgangswert: 2,23 Billionen €).

Daran, dass sich in Abbildung 26 lediglich der rote und der gelbe Marker unterhalb der horizontalen Linie befinden, wird deutlich, dass mit Kostenreduktionen von 46 Mrd. € die Fälle „2050-Base:Trend“ und „2050-CSP:Trend“ günstiger als der Referenzfall sind. Die Variante mit Solarstromimporten ergibt dabei zusätzlich eine Reduktion des Bedarfs an Gasturbinen um ca. 35 GW. Ungefähr doppelt so hoch fällt diese Reduktion beim Vergleich von „2050-H2:Trend“ und „2050-CSP&H2:Trend“ aus (64 GW). Dies muss allerdings vor dem Hintergrund betrachtet werden, dass in Szenarien mit Solarstromimporten mit CSP eine weitere Stromerzeugungstechnologie ausbauoptimiert wird. Der vorgegebene Kraftwerkspark kann also nicht nur durch den Bau von Gasturbinenkraftwerken vergrößert werden, wodurch folglich Backup-Kraftwerke durch CSP-Kraftwerke ersetzt werden können. Zusammenfassend lässt sich aus den obigen Beobachtungen schlussfolgern, dass

- die Verfügbarkeit von Lastausgleichsoptionen generell den Bedarf an Backup-Kraftwerken reduziert und damit die Systemkosten und die CO₂-Emissionen senkt. Die Lastausgleichsoptionen führen folglich zu einer stärkeren Ausnutzung der modellexogenen Stromerzeugungskapazitäten, da das hier durchgeführte Vorgehen keinen Zubau weiterer Stromerzeuger erlaubt. Eine Ausnahme bilden lediglich die Szenarien unter Berücksichtigung von Solarstromimporten
- die Nutzung von Wasserstoff im Vergleich zum Basisszenario (d.h. ohne die Möglichkeit des regelbaren Stromimports) zu höheren Gesamtsystemkosten führt und auch zu einem deutlich höheren Bedarf an Backup-Kapazitäten.

6.2.3 EINSATZPOTENZIAL VON LASTAUSGLEICHSOPTIONEN IM DETAIL

Für eine genauere Analyse des Zusammenspiels der unterschiedlichen Lastausgleichsoptionen in den betrachteten Szenarien sind in Abbildung 27 in Form eines Spinnennetzdiagramms eine Reihe von Schlüsselindikatoren dargestellt, die jeweils durch ihre Einheit charakterisiert sind. Es handelt sich dabei um:

- [CF%]: Normierte Volllaststunden (Capacity Factor) ausgewählter Technologien
- [GW] bzw. [GWh]: installierte Kapazität (Zubau) ausgewählter Technologien (Erzeugung und Speicherung)
- Wind/PV-Curt.[%]: Abregelung (Curtailment) von Windkraft- und Photovoltaikanlagen bezogen auf deren mögliche maximale Stromerzeugung
- [TW km]: Netzausbau
- CO₂ [Mio. t]: Verursachte CO₂-Emissionen

Für ein besseres Verständnis der im Folgenden gezeigten Spinnennetzdiagramme gilt es außerdem zu beachten:

1. Zeigt keines der untersuchten Szenarien einen Wert >1 für einen bestimmten Indikator werden diese Werte als 0 dargestellt.

- Die mit „Wind+PV [GW]“ gekennzeichnete kumulierte Stromerzeugungskapazität von Windkraft- und Photovoltaikanlagen stellt kein direktes Modellergebnis dar, sondern beruht auf der in Kapitel 5.5 vorgestellten Zusammensetzung des europäischen Kraftwerksparks. Dieser Indikator dient daher lediglich zur Charakterisierung der visualisierten Ergebnisse.
- Die Mehrzahl der Spinnennetzdiagramme bilanziert jeweils die Ergebnisse für Deutschland und jene für das gesamte Untersuchungsgebiet. Dabei handelt es sich um Europa (einschl. Deutschland) und die drei nordafrikanischen Staaten Marokko, Tunesien und Algerien. Zur Vereinfachung wird dieses Untersuchungsgebiet in den folgenden Grafiken lediglich mit „Europa“ gekennzeichnet.

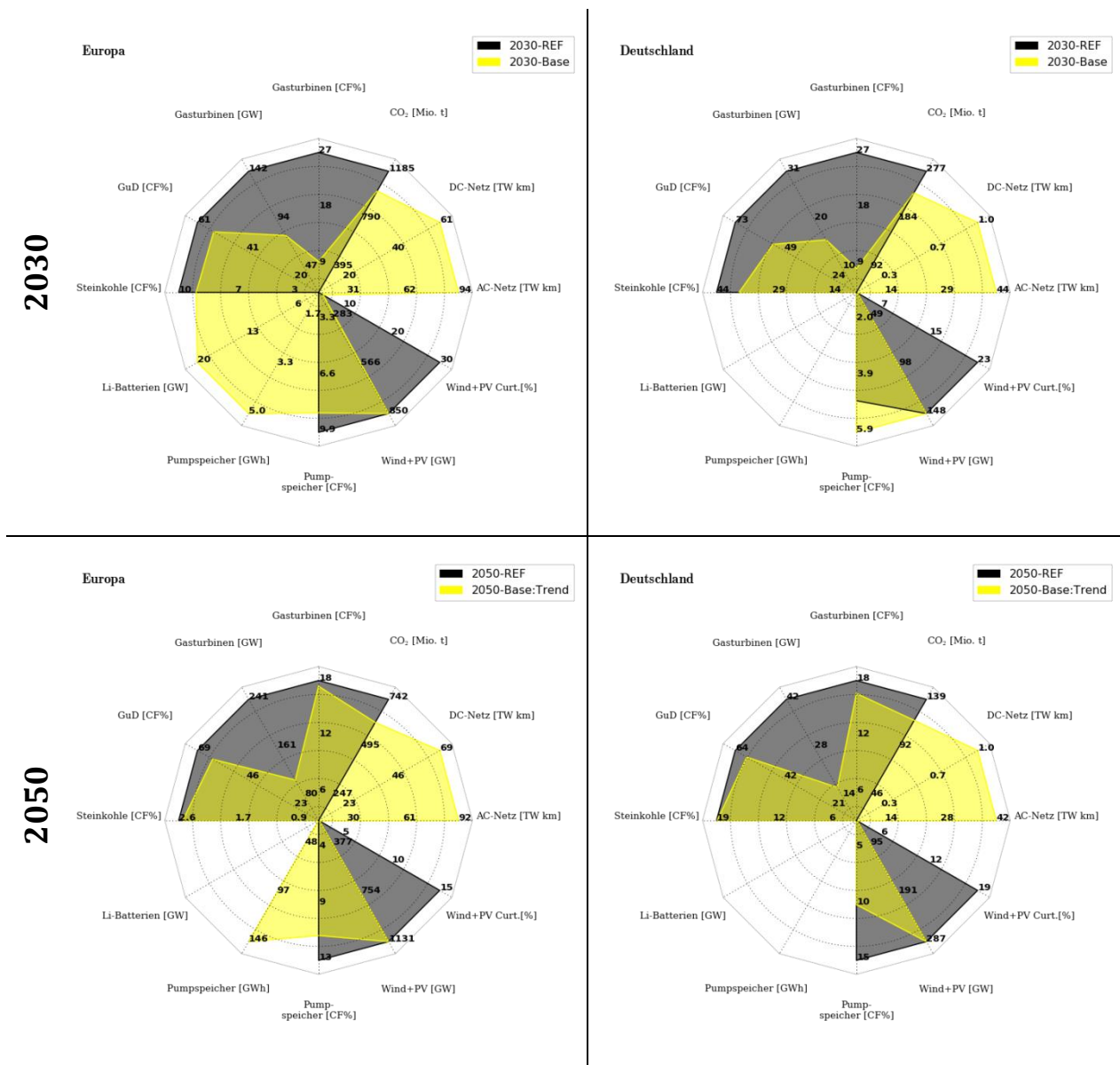


Abbildung 27: Vergleich ausgewählter Schlüsselindikatoren in den Basisszenarien bilanziert für Europa (links) und Deutschland (rechts)

Wie in Kapitel 5.5 beschrieben, unterscheiden sich die Basisszenarien bezüglich des unterstellten Energiebedarfs und des hierfür zur Verfügung stehenden Parks aus Stromerzeugungskapazitäten. Mit letzterem werden EE-Anteile in der Stromerzeugung von 60 % (2030) bis ca. 78 %

(2050) erreicht, was sich wiederum in den CO₂-Emissionen der jeweiligen Szenarien widerspiegelt. Diese liegen in Summe für die Strom- und Wärmeerzeugung im Szenario „2030-Base“ bei 992 Mio. t und können im Fall von „2050-Base“ auf 601 Mio. t reduziert werden. Sie fallen damit um ca. 143 Mio. t niedriger aus als im korrespondierenden Szenario „2050-REF“.

Die Reduktion der EE-Versorgungsanteile im Vergleich zu den in 5.5.1 dargestellten Ergebnissen begründet sich zum einen in der Anwendung von fEE-Einspeisepotentialen basierend auf dem Wetterjahr 2006. Diese sind geringer im Vergleich zu jenen des Jahres 2012, mit denen der Kraftwerkspark ermittelt wurde. Zum anderen schränkt nun die direkte Berücksichtigung der Wärmebereitstellung mit KWK-Kraftwerken deren Flexibilität zu einem gewissen Teil ein.

Insgesamt ergibt sich in allen dargestellten Fällen, d.h. sowohl in 2030 als auch im Jahr 2050 sowie für das gesamte Untersuchungsgebiet als auch nur für den deutschen Bilanzraum eine deutliche Reduktion der resultierenden CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Lastausgleichsoptionen. Generell führt dies zu einer Abnahme der Auslastung der dargestellten Stromerzeugungskapazitäten (Gasturbinen, GuD- und Steinkohlekraftwerke) sowie zu einer Reduktion der Abregelung von erneuerbaren Energien auf weniger als 0,01 % (Abbildung 27 unten rechts) bis 1,2 % (Abbildung 27 oben links) der entsprechend potentiell verfügbaren Energiemenge. Bemerkenswert ist zudem, dass sich für das Jahr 2030 ein Ausbau von Stromspeichern in Höhe von ca. 20 GW an Li-Ionenbatterien und dies auch nur in Regionen außerhalb Deutschlands ergibt (siehe hierzu auch Kapitel 6.2.8). Im Jahr 2050 wird der Lastausgleich hingegen von anderen Technologien, darunter 3 GW an zusätzlichen Pumpspeichern, bereitgestellt. Grund hierfür ist vorwiegend die im Vergleich zum Jahr 2030 langfristig unterstellten, zusätzlichen Ausbaupotentiale für diese Technologie in Spanien, wo der Großteil des Zubaus an Pumpspeicherkraftwerken stattfindet.

„2050-Base:eHighway“: Zur Einordnung der Ergebnisse der Basisszenarien der Jahre 2030 und 2050 zeigt Abbildung 28 die sich ergebenden Spinnennetzdiagramme für den alternativen Kraftwerkspark basierend auf den Ergebnissen des gewählten Szenarios aus e-Highway 2050. Zwar bewirkt auch hier die Verfügbarkeit der Lastausgleichsoptionen generell einen Rückgang der CO₂-Emissionen und damit einhergehend eine Reduktion der Abregelung von Wind- und PV-Stromerzeugungsanlagen, allerdings zeigt sich auch gleichzeitig vor allem für Deutschland eine allgemeine Erhöhung der Auslastung fossiler Stromerzeugungskapazitäten. Mit Ausnahme der Gasturbinenauslastung fallen diese Werte allerdings immer noch geringer aus als im Basisszenario für 2050. Der wesentlich größere Kraftwerkspark macht zudem einen Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken unnötig. Hinsichtlich der Auslastung von Pumpspeicherkraftwerken kann eine deutliche Abnahme (von 11,8 % auf 6,5 % in Europa bzw. 15,3 % auf 1,8 % in Deutschland) beim Vergleich von „2050-REF:eHighway“ und „2050-Base:eHighway“ beobachtet werden, womit, im Falle von letzterem, auch die entsprechenden Zahlenwerte der Basisszenarien (z.B. für „2050-Base:Trend“: 11,4 % in Europa bzw. 9,5 % in Deutschland) unterschritten werden.

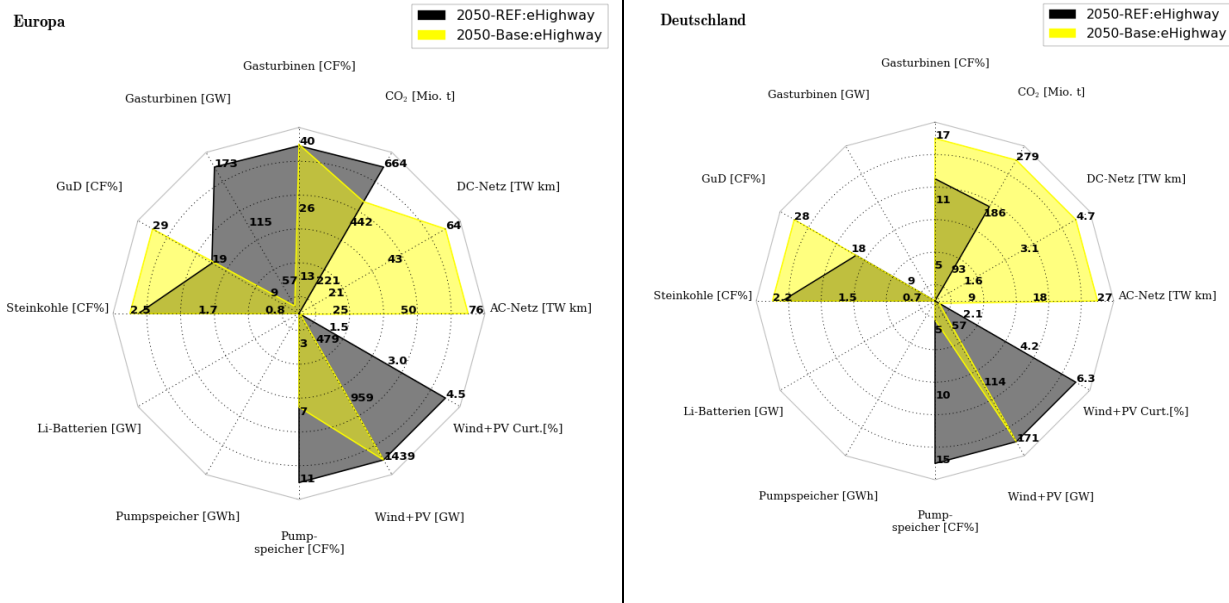


Abbildung 28: Vergleich ausgewählter Schlüsselindikatoren im Szenario eHighway (2050) für Europa (links) und Deutschland (rechts)

Betrachtet man den Emissions-Indikator allein für den Bilanzraum Deutschland (Abbildung 28 rechts), wird deutlich, dass im Szenario „2050-Base:eHighway“ die höchsten CO₂-Emissionen bei gleichzeitiger Verfügbarkeit von Lastausgleichsoptionen auftreten, obwohl sie im Gesamtergebnis für Europa (Abbildung 28 links) mit 507 Mio. t am niedrigsten sind. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien findet in diesem Szenario folglich vor allem außerhalb Deutschlands statt, wobei der dafür benötigte großräumige Stromtransport durch einen – im Vergleich zu „2030-Base“ und „2050-Base“ – verstärkten Ausbau von HGÜ-Trassen¹⁸ bewerkstelligt wird (4,7 TW km gegenüber jeweils ca. 1 TW km). Im gesamten Untersuchungsgebiet Europa ergibt sich aber auch aufgrund des deutlich größeren Kraftwerksparks ein geringerer Gasturbinen- und Netzausbau im Szenario „2050-Base:eHighway“.

Werden nun zusätzlich die Szenarien betrachtet, die eine Verfügbarkeit von Solarstromimporten aus Nordafrika bzw. eine Nutzung von Power-To-Gas-Konzepten unterstellen, ergeben sich die in Abbildung 29 dargestellten Spinnendiagramme. Die dargestellten Szenarien folgen der netzseitigen Szenariovariante „Trend“.

¹⁸ Genau genommen betrifft der Indikator „DC-Netz [TW km]“ sämtliche Stromübertragungsstrecken, die mittels des Transportmodell-Ansatzes zur Bestimmung der Leistungsflüsse zwischen Regionen modelliert werden. Folglich sind hierbei sowohl „echte“ HGÜ-Trassen (trifft im Fall des deutschen Bilanzraums ausschließlich zu) als auch außerhalb des UCTE-Gebiets liegende, in HDÜ-Technik ausgeführte Verbindungen enthalten, für die allerdings keine Leistungsflusssimulationen zur Bestimmung von PTDF-Matrizen durchgeführt wurden.

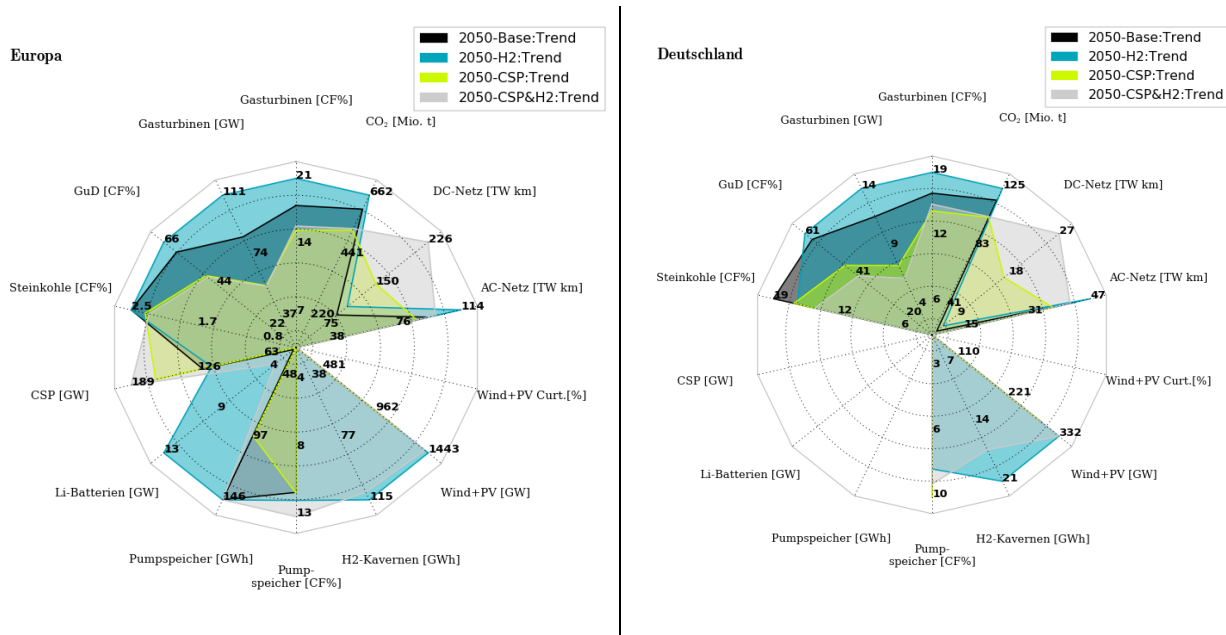


Abbildung 29: Vergleich ausgewählter Schlüsselindikatoren in den Szenarien 2050 für Europa (links) und Deutschland (rechts)

Mit Blick auf die CO₂-Emissionen lässt sich unabhängig vom betrachteten Bilanzraum feststellen, dass die Nutzung von Wasserstoff und der damit erhöhte Strombedarf zu höheren Emissionswerten (662 Mio. t für Europa bzw. 126 Mio. t für Deutschland in „2050-H2), Solarstromimporte hingegen zu einer Reduktion der absoluten CO₂-Emissionen im Vergleich zum Basisszenario führen. Charakteristisch für das Importszenario ist auch der höhere Netzausbau in Form von HGÜ-Trassen („2050-H2“: 88 TW km und „2050-CSP“: 137 TW km) gegenüber „2050-Base“: 70 TW km), der sich bei Kombination mit einer Wasserstoffinfrastruktur sogar deutlich erhöht („2050-CSP&H2“: 226 TW km).

Hinsichtlich der Auslastung der dargestellten Technologietypen ergibt sich insbesondere im Szenario „2050-H2“ eine erhöhte Ausnutzung der gasgefeuerten Kraftwerkskapazitäten im Vergleich zu den anderen Szenariovarianten. Lediglich für den deutschen Bilanzierungsraum zeigt sich mit 16,3 % eine geringere Auslastung der verbleibenden Stromerzeugungsleistung aus Steinkohle als im Basisfall „2050-Base“ (19,2 %).

Die generell höhere Auslastung der Gaskraftwerke ist insoweit bemerkenswert, da hier wegen des unterstellten höheren Gesamtenergiebedarfs sowohl mehr installierte Kraftwerksleistung vorausgesetzt wird (erkennbar am Indikator „Wind+PV [GW]“), als auch ein erhöhter Zubau von Gasturbinen stattfindet. Zusammen mit einer Abregelung von Wind und PV von nahezu null (erkennbar am fehlenden Indikator „Wind/PV-Curt. [%]“) erklärt dies die zusätzlichen CO₂-Emissionen gegenüber den Szenarien „2050-Base“ und „2050-CSP“.

Auffällig ist zudem, dass ausschließlich in Szenarien mit Wasserstoffnutzung ein Zubau von Kurzfristspeichern in Form von Lithium-Ionen-Batterien stattfindet. Dies ist umso bemerkenswerter, da gerade in diesen Szenarien existierende Salzkavernen zum langfristigen Speichern von Wasserstoff mit anschließender Doppelnutzungsmöglichkeit (entweder Rückverstromung in Gaskraftwerken oder Nutzung als Treibstoff im Verkehrssektor) vorhanden sind.

Mit Blick auf Abbildung 30 wird allerdings schnell ersichtlich, dass der stattfindende Zubau von Kurzfristspeichern in „2050-H2“ lediglich in Spanien geschieht, einer Region, wo die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen deutlich dominiert. Ähnliches trifft auf Italien zu, welches mit ca. 35 GWh an Pumpspeicher- und 10 GWh an H₂-Kavernen den zweitgrößten Zubau an Speicherkapazität in diesem Szenario verzeichnet.

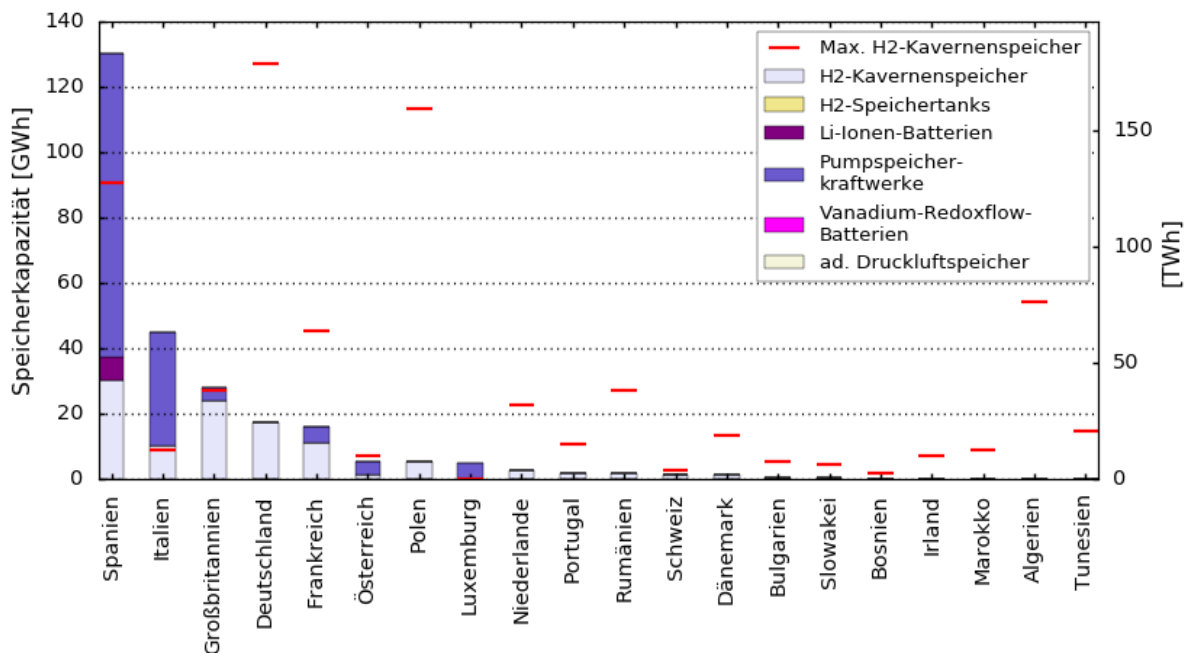


Abbildung 30: Zugebaute Speicherkapazität je Technologie und Wasserstoffspeicherpotentiale in Kavernen im Szenario „2050-H2:Trend“ pro Region

Anhand von Abbildung 30 werden zweierlei Informationen für das Szenario „2050-H2“ veranschaulicht. Einerseits zeigen die mit der linken y-Achse korrespondierenden, eingefärbten Balken die zugebaute Speicherkapazität für ausgewählte Speichertechnologien. Andererseits markieren die roten Linien, welche mit der rechten y-Achse korrespondieren, das Speicherpotential für Salzkavernen. Allein anhand der Einheiten der beiden y-Achsen wird erkennbar, dass die vorhandenen Speicherpotentiale für die H₂-Langfristspeicherung unabhängig vom Standort nur geringfügig ausgenutzt werden. Zusammen mit den Feststellungen bezüglich des Zubaus und der Auslastung von Gaskraftwerken sowie den nicht vorhandenen Abregelungen, lässt sich daraus schließen, dass der unterstellte fEE-Kraftwerkspark nicht groß genug dimensioniert ist, um den zusätzlichen Strombedarf für Wasserstoffmobilität ohne zusätzliche CO₂-Emissionen, d.h. rein erneuerbar zu decken. Mit anderen Worten, dadurch dass ein Teil der Primärenergieträger in den betrachteten Szenarien weiterhin fossil ist, bedeutet eine Zunahme des Energiebedarfs (wie in „2050-H2“ und „2050-CSP&H2“) auch eine Erhöhung der CO₂-Emissionen.

Ein anderes Bild ergibt sich bei der Kombination von Wasserstoffnutzung mit Solarstromimporten („2050-CSP&H2“). So zeigt sich ein deutlicher Rückgang des Bedarfs an Stromerzeugung aus fossil gefeuerten Kraftwerken, was ebenfalls zu einer Reduktion der entsprechenden CO₂-Emissionen führt. Die oben erwähnte zusätzlich benötigte Stromerzeugung für die Wasserstoffnutzung kann hier im Vergleich zu „2050-H2“ weitreichend mit erneuerbaren Ressourcen gewährleistet werden, was allerdings nur auf Kosten eines zusätzlichen HGÜ-Netzausbaus (für

Europa knapp 90 TW km mehr als in „2050-CSP“), primär verursacht durch mehr Solarstromimporte, geschehen kann.

Mit Blick auf die Pumpspeicherkraftwerke ist im Szenario „2050-CSP&H2“ – sogar bei einem zusätzlichen Ausbau um ca. 7,5 GW – eine um durchschnittlich 142 Volllaststunden erhöhte Auslastung im Vergleich zum Basisszenario zu beobachten. Da dies in „2050-CSP“ nicht beobachtet werden kann, muss der Grund hierfür die Wasserstoffnachfrage sein, wofür eine zeitliche Flexibilisierung der Strombereitstellung von Vorteil ist. Dies erklärt auch die höhere Auslastung der Gaskraftwerke in „2050-H2“. Dieses Verhalten lässt sich zum Teil modelltechnisch begründen: In Szenarien mit Wasserstoffnutzung existiert ein geringerer Anteil an flexibel ladbaren Fahrzeugen, da nur für Elektroautos eine Flexibilisierung der Nachfrage durch Ladesteuerung unterstellt wird. Zwar lässt sich die Wasserstoffnachfrage im Mobilitätssektor ebenfalls zeitlich flexibilisieren, allerdings nur durch zusätzliche Investitionen für den Zubau von Wasserstofftanks. D.h., unterbleiben diese Investitionen, wie aus Abbildung 30 ersichtlich, muss die fehlende zeitliche Flexibilisierung auf der Nachfrageseite durch eine erhöhte zeitliche Flexibilisierung der Erzeugungsseite mit mehr Einsatz von Speichern oder Gaskraftwerken kompensiert werden.¹⁹

Das beschriebene Verhalten tritt folglich in den Szenarien „2050-H2“ und „2050-CSP&H2“ auf. Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 31 für ersteres die zeitliche (lineare) Abhängigkeit der Stromerzeugungs- von den Strombedarfszeitreihen für die Wasserstoffproduktion (oben) bzw. Elektromobilität (unten) anhand der Kovarianz beider Größen gezeigt. Um eine Vergleichbarkeit unterschiedlich großer Regionen zu ermöglichen, ist die Kovarianz normiert. Dafür wird jeweils derjenige Wert genutzt, der sich für die Kovarianz der Gesamtlastzeitreihe mit sich selbst pro Region ergibt. Je höher die Abhängigkeiten, desto höher der Wert der Kovarianz für eine bestimmten Stromerzeugungstechnologie. Werte größer 1 bzw. kleiner -1 treten vornehmlich in Regionen auf, welche wesentlich mehr Strom erzeugen als sie selbst verbrauchen.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass eine starke zeitliche Entkopplung, z.B. durch Energiespeicherung oder Last- bzw. Lademanagement dazu führt, dass die farbigen Marker sich näher an der Nulllinie befinden.²⁰

¹⁹ Zwar könnte dieser Effekt modelltechnisch dadurch behoben werden, dass im Falle der Wasserstoffmobilität entweder per se wie bei heutigen Tankstellen ein Treibstoffspeicher vor Ort angenommen wird. Dies würde allerdings notwendige Investitionen in die benötigte Infrastruktur unterschätzen, selbst wenn angenommen wird, dass auch für die Elektromobilität das Vorhandensein der Ladeinfrastruktur vorausgesetzt wird. Eine andere Möglichkeit stellt die Berücksichtigung einer möglichen Ladesteuerung ebenfalls für Wasserstoffmobile dar. Allerdings würde dies ein Anreizsystem voraussetzen, welches bewirkt, dass sich das Tankverhalten wesentlich von dem heutzutage beobachtbaren unterscheidet.

²⁰ An dieser Stelle wird die Kovarianz zur Bewertung der Abhängigkeiten herangezogen, da es sich hierbei, im Gegensatz zu Korrelationskoeffizienten, um eine nicht standardisierte Größe handelt. Letzteres hätte den Effekt, dass vor allem ein ähnlicher Profilverlauf, nicht aber die Größenordnung der Amplituden der Zeitreihen eine hohe Korrelation anzeigen würde. Im Extremfall würde dies also auch bei Vorhandensein von nur 1 kW installierter Stromerzeugungsleistung aus Photovoltaik in Irland eine wesentlich höhere Abhängigkeit suggerieren, als für Strom aus Windkraftanlagen solange der normierte Profilverlauf ähnlicher ist, ungeachtet dessen, dass die Jahresstromerzeugung deutlich von Windenergie dominiert ist.

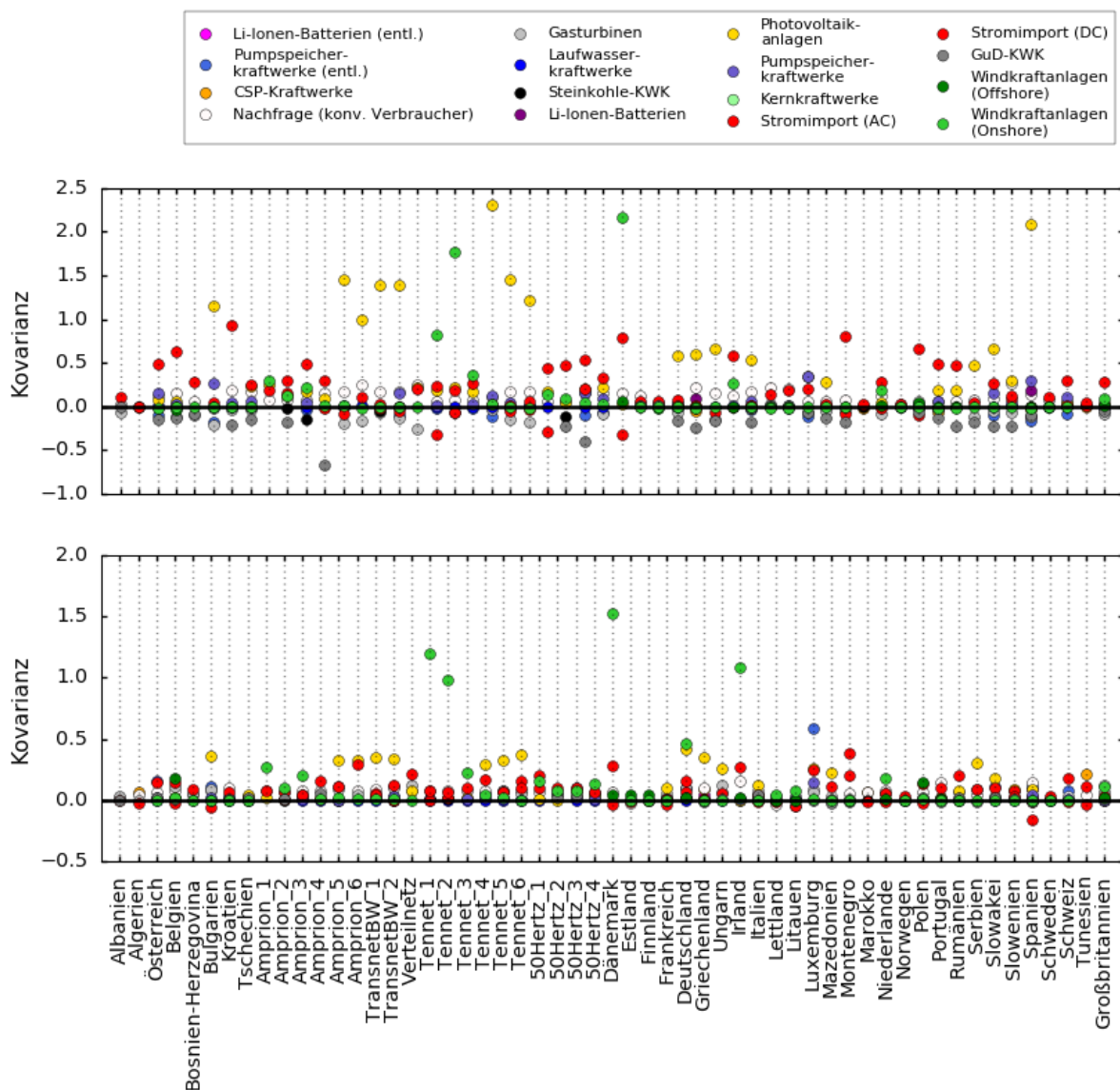


Abbildung 31: Lineare Abhängigkeit ausgewählter Stromerzeugungstechnologien für Wasserstoffherzeugung mit Elektrolyseuren (oben) und Laden von Elektroautos (unten) im Szenario „2050-H2:Trend“

Wie in Abbildung 31 zu sehen, ist eine stärkere zeitliche Entkopplung vor allem in der unteren Teilgrafik (Abhängigkeit des Ladens von Elektromobilen) zu beobachten. Im Falle der Wasserstoffproduktion mit Elektrolyseuren sind vor allem starke Abhängigkeiten mit dem Import von Strom (rote Marker) und der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen (gelbe Marker) in Gebieten mit entsprechend hoher Jahresstromerzeugung aus dieser Technologie erkennbar (z.B. Portugal oder Bayern (Tennet_5 und Tennet_6)). Allerdings wird auch die zeitliche Entkopplung durch die Speicherung von Wasserstoff sichtbar. Vor allem in Spanien, wo mit knapp 200 GW besonders viel Photovoltaik installiert ist, zeitlich aber auch der Hauptteil der Salzkavernenspeicher für Wasserstoff gebaut wird (siehe Abbildung 30), ist kein Zusammenhang zwischen der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen und Wasserstoffherzeugung in der oberen Teilgrafik von Abbildung 31 erkennbar.

Ein weiteres Indiz für die geringere Verfügbarkeit zeitlicher Flexibilität in den Szenarien mit Wasserstoffmobilität ergibt sich bei Vergleich der Varianz über die normierte residuale Last in Szenarien mit und ohne Berücksichtigung einer Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor. Die folgenden Gleichungen beschreiben den modellierten Zusammenhang:

$$v_{DRes} = \text{var}_{t,r} \mathbf{p}_{DPRes}(t, r) \quad (21)$$

$$\text{mit:} \quad \mathbf{p}_{DPRes}(t, r) = \frac{\sum_{\tau_D} \mathbf{P}_D(t, r, \tau_D) - \sum_{\tau_{fEE}} \mathbf{P}(t, r, \tau_{fEE})}{\max_t \sum_{\tau_D} \mathbf{P}_D(t, r, \tau_D)} \quad (22)$$

$\forall t, r$

$\tau_D \in \{\text{konv. Stromverbraucher, Mobilitätsnachfrage, Wärmepumpen}\}$

$\tau_{fEE} \in \{\text{PV, Wind Onshore, Wind Offshore, Laufwasser – KW}\}$

$\mathbf{p}_{DPRes}(t, r, \tau_{DP})$ Normierte Residuallast pro Zeitschritt t , Region r und Stromverbraucher τ_{DP} im Verkehrssektor

Die Varianz ist umso höher, je weniger die Stromerzeugung aus fEE mit der entsprechenden Stromnachfrage der Verbrauchertechnologien zeitlich korreliert. In „2050-H2:Trend“ liegt der Wert für die Varianz bei 1,1 während er im Vergleichsfall mit ausschließlicher Nutzung der Elektromobilität („2050-Base:Trend“) mit 0,9 deutlich darunter liegt. Ähnliches ist beim Vergleich der Szenarien mit Solarstromimporten feststellbar. Auch hier ist die Varianz unter Berücksichtigung der Wasserstoffmobilität erkennbar höher („2050-CSP&H2:Trend“) als im korrespondierenden Szenario ohne Wasserstoffnachfrage im Verkehr.

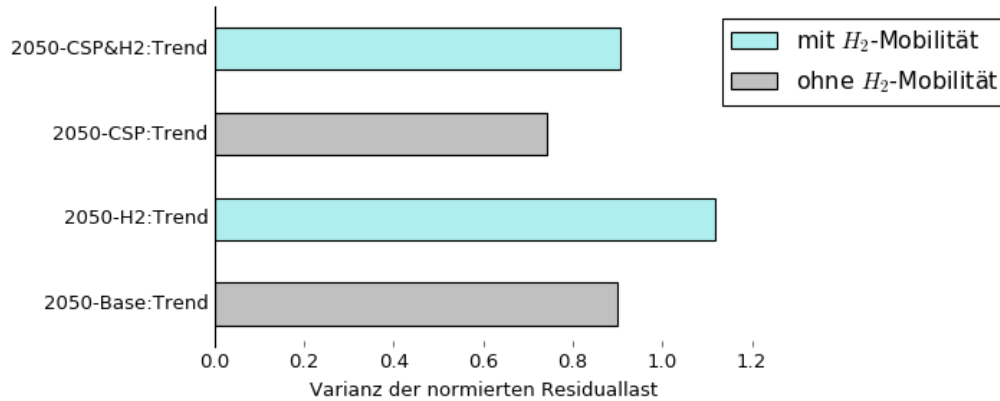


Abbildung 32: Varianz der normierten Residuallast in Szenarien mit und ohne Wasserstoffmobilität

6.2.4 NETZAUSBAUSZENARIEN IM VERGLEICH

Im Folgenden werden die Netzausbau-Szenariovariationen miteinander verglichen. Ihre Parametrierung unterscheidet sich vom Basisfall „Trend“, wie in Kapitel 5.5.2 beschrieben, vor allem hinsichtlich der Netzausbaukosten und Annahmen zur Umsetzung des TYNDP, sowie in Bezug auf Ausbaubeschränkungen von Übertragungskapazitäten und Großspeichern. Abbildung 33 stellt hierfür eine Erweiterung zu Abbildung 26 dar und zeigt den Vergleich von Abweichungen der Gesamtsystemkosten zum Referenzfall „2050-REF“ und die jeweils benötigte Backup-Erzeugungsleistung aus Gasturbinen. Um die Größe der Abweichungen besser einordnen zu können, werden zusätzlich zu den Szenariovarianten jedes Basisfalls des Jahres 2050 für „2050-

H2:Smart:Trend“ auch die Ergebnisse der Sensitivitätsfälle dargestellt. Hier werden die historischen Zeitreihen bezüglich Wetter und Lastprofil variiert, bei sonst gleichbleibender Modellparametrierung.²¹

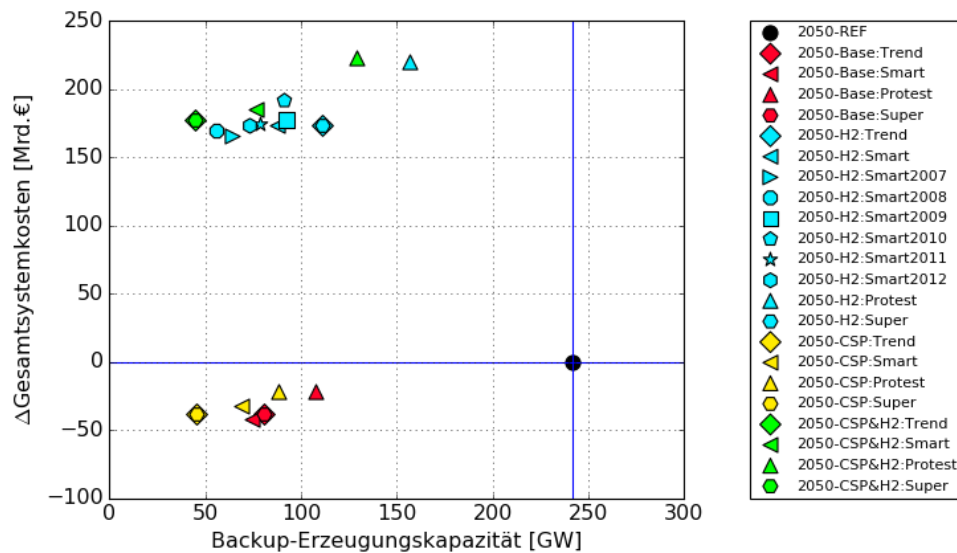


Abbildung 33: Differenz der Gesamtsystemkosten und zugebauten Erzeugungskapazität von Gasturbinen in Europa in den betrachteten Szenariovariationen gegenüber dem Referenzfall „2050-REF“

Zunächst bestätigen die in Abbildung 33 dargestellten Ergebnisse die Erkenntnisse aus Kapitel 6.2.2:

- Die Nutzung von Wasserstoff erhöht die Systemkosten signifikant, wohingegen die Verfügbarkeit von Solarstromimporten den Bedarf an Backup-Erzeugungskapazitäten reduziert.

Werden die jeweiligen Netzausbau-Szenariovarianten über die unterschiedlichen Basisszenarien hinweg miteinander verglichen (d.h. Vergleich von Markern gleicher Form), lässt sich folgendes feststellen:

- Die „Protest“-Varianten (aufrecht stehende Dreiecke in Abbildung 33) führen jeweils zu den höchsten Systemkosten bei gleichzeitig höchstem Backup-Bedarf.

Ein heterogeneres Bild ergibt sich hingegen bezüglich der geringsten Systemkosten (als Differenz zum Referenzfall) bzw. dem geringsten Zubau an Gasturbinenleistung. Während für die Szenarien ohne Solarstromimporte die Variante „Smart“ diese Eigenschaft erfüllt („2050-Base:Smart“: -50 Mrd. € / 75 GW; „2050-H2:Smart2006“: 148 Mrd. € / 78 GW), ist es in Szenari-

²¹ Alle Szenariovariationen nutzen, sofern nicht anders gekennzeichnet, die historischen Zeitreihendaten für Wetter und Last des Jahres 2006. Wie in Abbildung 48 ersichtlich, handelt es sich in Bezug auf diese Zeitreihendaten (und die sich daraus ergebende maximale Residuallast) um ein „mittleres“ Jahr – der Marker mit dem nach rechts zeigenden Dreieck befindet sich dort an einer mittleren Position im Vergleich zu den restlichen hellblauen Markern, die Ergebnisse der Szenariovarianten von „2050-H2:Smart“ darstellen.

en mit Solarstromimporten die Variante „Trend“ (Rauten) („2050-CSP“: -45 Mrd. € / 45 GW; „2050-CSP&H2“: 168 Mrd. € / 45 GW). Zu absolut deckungsgleichen Ergebnissen²² führt die Szenariovariante „Super“ (Sechsecke).

Die Variation der Eingangszeitreihen wirkt sich sowohl auf den Backup-Bedarf als auch auf die sich ergebenden Systemkosten aus. Die Differenz der Backup-Kapazität von ca. 35 GW zwischen „2050-H2:Smart“ und „2050-H2:Smart2008“ zeigt eine größere Bandbreite als die Differenz der Szenariovarianten des Basisfalls mit ca. 27 GW zwischen „2050-Base:Protest“ und „2050-Base:Smart“. Ähnliches trifft auch auf die Systemkosten zu, mit einer maximalen Differenz von knapp 29 Mrd. € zwischen „2050-H2:Smart2010“ und „2050-H2:Smart2007“.

Im Ergebnis kann geschlussfolgert werden, dass

- die Unterschiede der betrachteten Indikatoren für die unterschiedlichen Netzausbau-Szenariovarianten im Bereich der vor allem wetterbedingten Unsicherheiten liegen. Dies muss allerdings vor dem Hintergrund bewertet werden, dass (wie aus Abbildung 33 ersichtlich) die Streuung der Systemkosten als auch des Backup-Bedarfs für unterschiedliche Szenarien, insbesondere bei Unterschieden in der Wasserstoffnutzung, wesentlich größer ist.

Die Gründe für die Unterschiede der einzelnen Netzausbau-Szenariovarianten werden bei einer detaillierteren Betrachtung weiterer Schlüsselindikatoren, wie sie in Abbildung 34 dargestellt sind, ersichtlich. Am auffälligsten darin ist die Deckungsgleichheit der Indikatoren für die Szenariovarianten „**Trend**“ und „**Super**“. Wesentlicher Unterschied in der Parametrierung beider Varianten ist die zusätzliche Möglichkeit in „**Super**“ den Hauptteil der Stromübertragungsstrecken sowohl in HDÜ- als auch HGÜ-Technik auszubauen. Dies führt in den Modellierungen zu keinerlei Änderung hinsichtlich des Netzausbaus und hat folglich keinen signifikanten Einfluss auf die weitere Konfiguration des Energieversorgungssystems bzw. dessen Betrieb. Eine Schlussfolgerung aus dieser Beobachtung ist, dass

- die besseren Übertragungseigenschaften der HGÜ-Technik (unbeschränkte Leistungsflussverteilung, geringere Verluste) aufgrund der höheren angenommenen Investitionskosten gegenüber der HDÜ-Technik im Modell nicht zu niedrigeren Systemkosten führen.

Die vorangegangene Feststellung kann für verhältnismäßig kurze Übertragungsstrecken mit geringen absoluten Übertragungsverlusten erwartet werden. Da in den Szenarioanalysen mit REMix aber vor allem außerhalb Deutschlands Übertragungsstrecken von mehreren Hundert Kilometern im Mittel angenommen werden, muss davon ausgegangen werden, dass mit dem gewählten Modellierungsansatz eine Konkurrenz von HDÜ- und HGÜ-Technik nicht dargestellt werden kann. Gründe hierfür können vor allem die räumliche Aggregation des Stromtransportnetzes und die reine Modellierung von Wirkleistungsflüssen²³ sein oder auch die Tatsache, dass im vorliegenden Fall die Netzausbauplanung auf heute bereits vorhandene Übertragungsstrecken und vor allem Strecken zwischen benachbarten Regionen begrenzt war.

²² Allerdings bei erheblich höherem Rechenaufwand sowohl in Hinsicht auf Arbeitsspeicherbedarf als auch Rechenzeit.

²³ Wodurch weitere Vorteile der HGÜ-Technik wie die Beeinflussung von Blindleistungsflüssen nicht berücksichtigt werden können.

Charakteristisch für die Szenariovarianten „**Trend**“ und „**Super**“ ist der fehlende Ausbau von Kurzfriststromspeichern in Form von Lithium-Ionen-Batteriespeichern, begleitet von abgeregelten Strommengen aus fEE von nahezu 0 % und dem deutlich größten Netzausbau. Bei Verfügbarkeit der Option Solarstromimport korrespondiert dies zudem mit den höchsten Werten für den Zubau von CSP-Kraftwerken („2050-CSP:Trend“: 161 GW; „2050-CSP&H2:Trend“: 189 GW).

Dies bedeutet, dass vor allem die Option des Netzausbaus genutzt wird, um möglichst hohe Versorgungsquoten mit regenerativem Strom aus gegebenen (fEE) und zusätzlichen (CSP) EE-Erzeugungsanlagen zu erreichen. Vor allem kurzzeitige zeitliche Fluktuationen der Leistungsbilanzen in einer Region werden dabei verstärkt durch räumlichen Leistungsaustausch ausgeglichen.

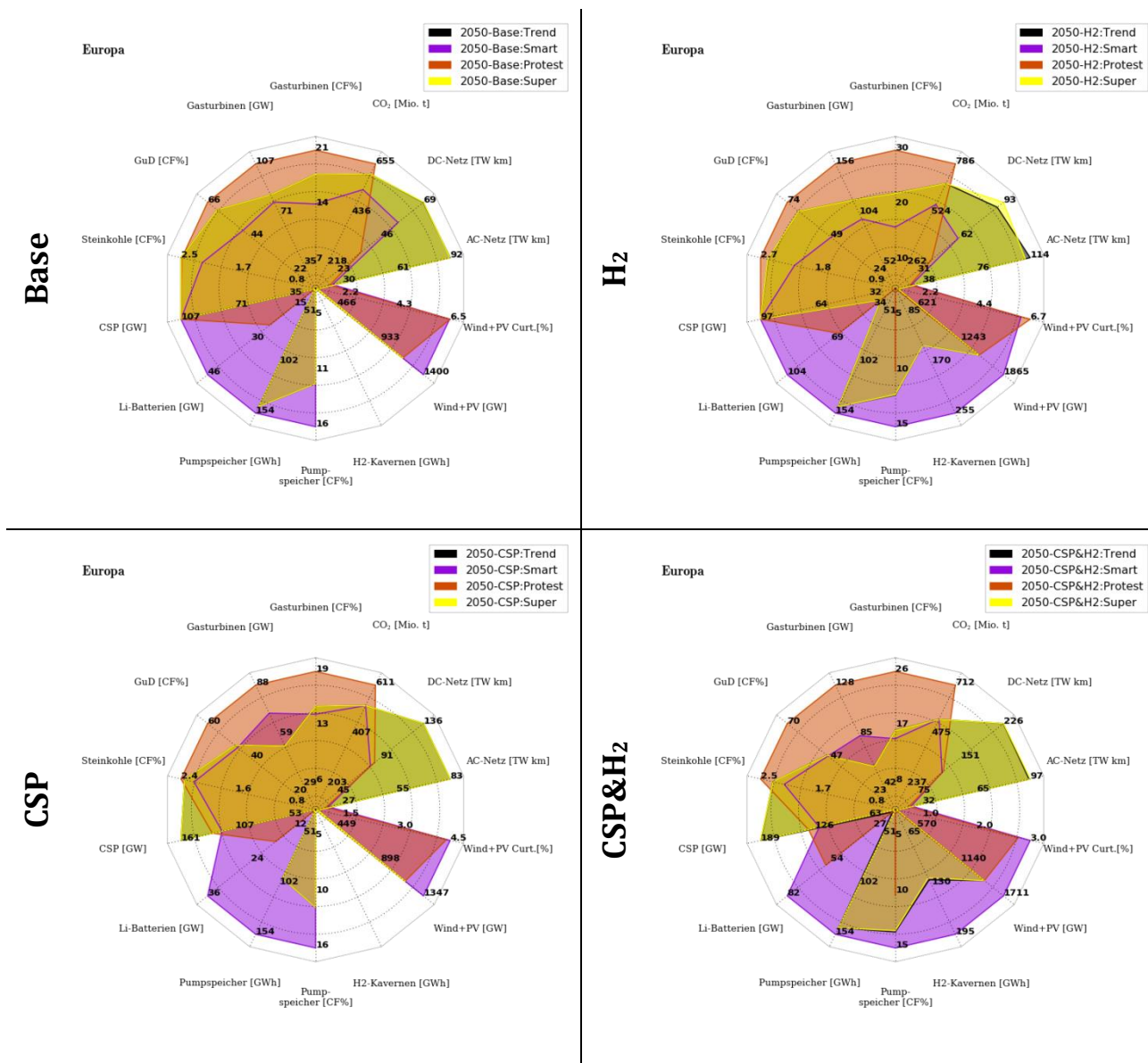


Abbildung 34: Vergleich ausgewählter Schlüsselindikatoren in den Netzausbauszenarien für Europa

Im Gegensatz dazu weisen über alle Basisszenarien hinweg die „**Protest**“-Varianten neben einem verstärkten Gasturbinenzubau jeweils die höchste Auslastung von fossil gefeuerten Kraftwerken aus, was letztlich auch zu höheren Treibhausgasemissionen führt. Korrespondierend

dazu zählen die Energiemengen abgeregelter Stromerzeugung aus fEE zu den höchsten. Als Ursache hierfür sind zwei wesentliche Punkte direkt aus Abbildung 34 ableitbar:

- Die Begrenzung und gleichzeitige Verteuerung des Netzausbaus durch ausschließliche Nutzung von Kabeln bewirkt eine deutliche Reduktion des Netzausbaus gegenüber den weiteren Szenariovarianten. Finden Solarstromimporte Berücksichtigung, ergibt sich ein vergleichbarer Netzausbau wie in „Smart“, wo die gleichen Restriktionen für den Netzausbau gelten. Ansonsten weist der Indikator für den Netzausbau mit 39 TW km in „2050-Protest“ und 44 TW km in „2050-H2:Protest“ die niedrigsten Werte auf.
- Obwohl der Ausbau großer, zentraler Speicherkraftwerke nicht zugelassen wird, bleibt der Ausbau von Lithium-Ionen-Batteriespeichern hinter dem der Variante „Smart“ zurück beziehungsweise die Auslastung der vorhandenen Speicherkraftwerke ist mit Werten von jeweils um die 10 % sogar am geringsten.

Im Vergleich dazu zeigen die Indikatoren für die Variante „**Smart**“ auf, welchen Effekt die Verfügbarkeit von Großspeichern kombiniert mit zusätzlicher Stromerzeugungskapazität aus fEE hat: Die CO₂-Emissionen können unter allen Varianten der Basisszenarien auf die niedrigsten Werte gebracht werden, wofür allerdings sowohl zusätzliche Stromspeicher (sowohl Kurz-, Mittelfrist- als auch Langfristspeicher) zugebaut werden müssen. Anhand des Indikators, der in Abbildung 34 die Gesamtkapazität an CSP-Kraftwerken angibt, wird zudem ersichtlich, dass bei Berücksichtigung von Solarstromimporten in „Smart“ der CSP-Zubau insbesondere gegenüber „Super“ und „Trend“ zurückgeht. Im Gegensatz zu „Protest“ wird die entsprechende Stromerzeugung allerdings durch zusätzliche fEE (also nicht gasgefeuerte Kraftwerke) bereitgestellt.

Da die Stromerzeugung aus fEE nicht nur stündlich im Laufe eines Jahres variabel ist, sondern auch von Jahr zu Jahr stark variiert, zeigt Abbildung 35 die Schlüsselindikatoren für die Szenariovariante „2050-H2:Smart“ unter Variation der verwendeten Inputdaten hinsichtlich Wetter- und Lastdaten der historischen Jahre 2006 bis 2012.

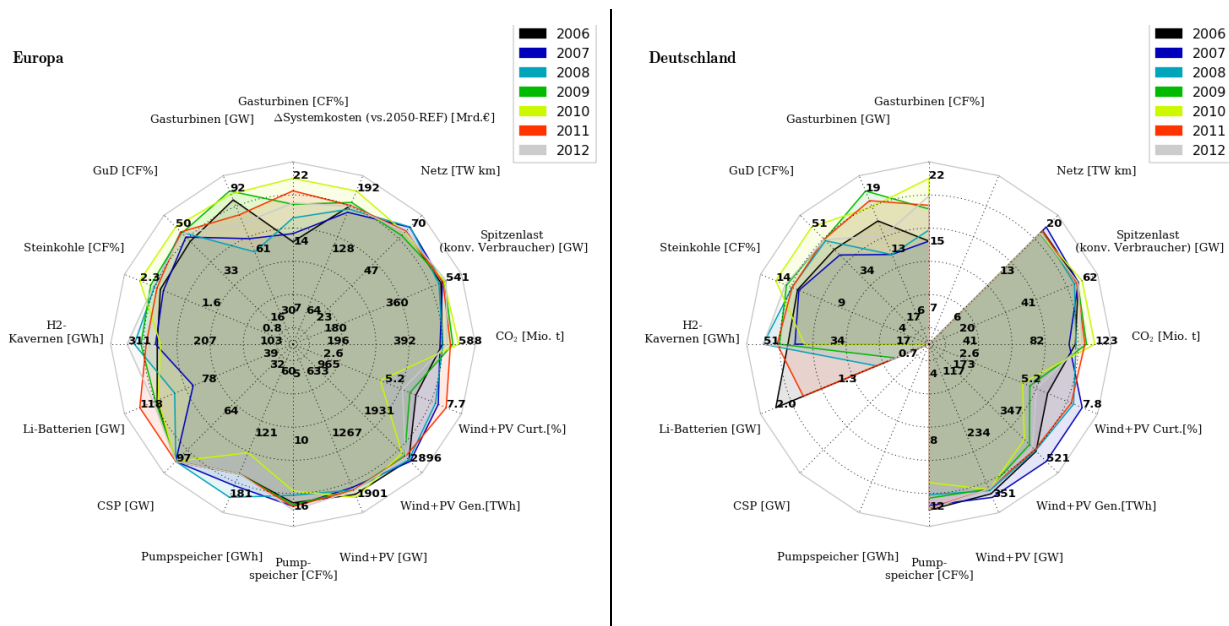


Abbildung 35: Vergleich ausgewählter Schlüsselindikatoren in der Szenariovariante „2050-H2:Smart“ unter Berücksichtigung der Variation historischer Wetter- und Lastprofile von 2006 bis 2012

Es wird ersichtlich, dass die Systemkosten (um ca. 0,7 %) entsprechend höher ausfallen, wenn Jahresstromerzeugung aus Wind- und Photovoltaik geringer sind. Insbesondere die Ausbauplanung von Gasturbinenkraftwerken (zwischen 73 (Deutschland: 12) und 92 (Deutschland: 20) GW) und Speichern (Lithium-Batterien: 77 (0) bis 118 (2) GW, Pumpspeicher: 129 bis 182 GWh) sowie die Abregelung von Wind- und PV-Stromerzeugungsanlagen (zwischen 5,5 % und 7,3 %) sind sensitiv gegenüber der durchgeführten Parametervariation. Im Ergebnis wird zudem deutlich, dass

- der Netzausbaubedarf in wesentlich geringerem Maße schwankt. Dies gilt sowohl für den deutschen als auch den gesamten Bilanzierungsraum.

6.2.5 *EINFLUSS DER MODELLIERUNGSMETHODIK UND ZUSÄTZLICHER RESTRIKTIONEN FÜR LEISTUNGSFLÜSSE IM ÜBERTRAGUNGSNETZ*

Wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben, stehen für die Energiesystemmodellierung in REMix drei Methoden zur Bestimmung von interregionalen Leistungsflüssen zur Verfügung:

1. **Transp.Mdl** (Transportmodell): Modellierung der Leistungsflüsse auf sämtlichen Stromübertragungsstrecken mittels eines kapazitätsbeschränkten Transportmodells
2. **DC-Power-Flow**: Modellierung der Leistungsflüsse aller Übertragungsstrecken zwischen Regionen, die dem Gebiet der UCTE zugeordnet werden können mittels DC-Power-Flow äquivalent zur Nutzung einer einzigen PTDF (basierend auf Entfernungsverhältnissen zwischen den Regionen.), wobei die Leistungsflüsse aller restlichen Übertragungsstrecken weiterhin mit einem Transportmodell abgebildet werden
3. **PTDF**: Modellierung der Leistungsflüsse aller Übertragungsstrecken zwischen Regionen, die dem Gebiet der UCTE zugeordnet werden können mit den in Kapitel 6.1 vorgestellten PTDF-Matrizen, wobei die Leistungsflüsse aller restlichen Übertragungsstrecken weiterhin mit einem Transportmodell abgebildet werden

Sowohl die Anwendung des DC-Power-Flow als auch der PTDF-Matrizen ist mit der Berücksichtigung zusätzlicher Restriktionen bei der Modellierung von Leistungsflüssen verbunden, da hier im Gegensatz zum Transportmodell keine beliebige Verteilung von Leistungsflüssen möglich ist.²⁴ D.h. dass beispielsweise der Stromaustausch zwischen zwei benachbarten Regionen sich nicht allein aus der verfügbaren Leistung für den Export bzw. dem Bedarf an Leistungsimporten ergibt, sondern zusätzlich Leistungsflüsse auf Verbindungen zu weiteren Nachbarn berücksichtigt werden müssen. Diese Verteilung ist im Falle des hier als DC-Power-Flow bezeichneten Modellierungsansatzes gleichbleibend für alle betrachteten Zeitpunkte (Arbeitspunkte) festgelegt. Im Gegensatz dazu ermöglicht die Verwendung repräsentativer PTDF-Matrizen, dass sich die Faktoren, welche die Verteilung von Leistungsflüssen abhängig von der jeweiligen Stromerzeugungs- und Verbrauchssituation beschreiben, an Arbeitspunkte anpassen lassen, die sich bei Bestimmung des kostenminimalen Technologieeinsatzes im Energiesystemmodell ergeben. Allerdings wird durch das Aufprägen der sich aus der Lastflusssimulation mit POSIM ergebenden Referenzflüsse nach (6) die Bestimmung der Leistungsflüsse in REMix anderweitig beschränkt.

²⁴ Bei Betrachtung von Gleichstromnetzwerken würde hierbei das Transportmodell lediglich die 1. Kirchhoffsche Regel (Knotenpunktregel) berücksichtigen, wohingegen der DC-Power-Flow- und der PTDF-Ansatz zusätzliche Restriktionen gemäß der 2. Kirchhoffschen Regel (Maschenregel) befolgen müssen.

In den folgenden Abbildungen werden Ergebnisse der Energiesystemmodellierung für diese drei Verfahren für die Basisszenarien der Jahre **2030** und **2050** miteinander verglichen, jeweils ohne (**REF**) und mit (**Base**) Ausbauplanung bzw. zur Verfügung stehen von Lastausgleichsoptionen.

Für einen ersten Eindruck sind in Abbildung 36 die sich ergebende relative Abweichung der Gesamtsystemkosten für Europa gegenüber dem Mittelwert aller dargestellten Szenarien eines Zieljahres (2030: halbe Marker; 2050: ganze Marker) und der Versorgungssicherheitsindikator, d.h. die zugebaute Stromerzeugungskapazität von Gasturbinen dargestellt. Die aufgetragenen Szenarien entsprechen den oben beschriebenen Methoden zur Bestimmung der Leistungsflüsse im Energiesystemmodell REMix, wobei die unterschiedliche Färbung der Datenpunkte die Verfügbarkeit von Lastausgleichsoptionen anzeigt, während ihre Form sich auf die Methoden zur Netzmodellierung bezieht.

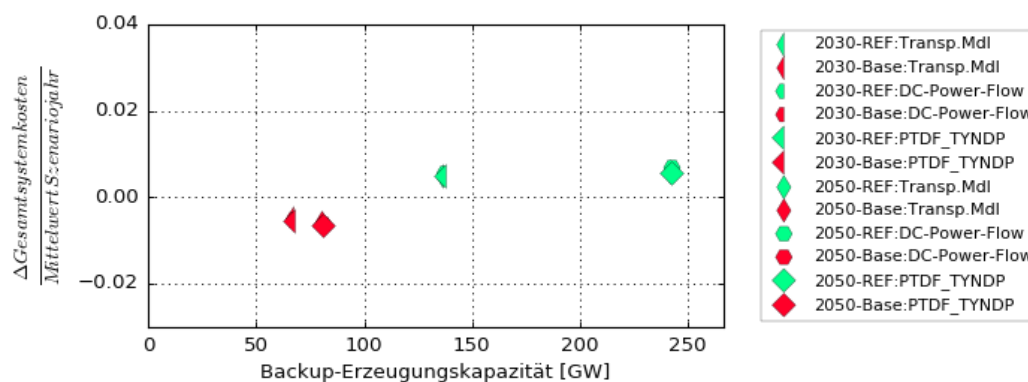


Abbildung 36: Relative Differenz der Gesamtsystemkosten bezogen auf den Mittelwert des jeweiligen Szenario-Jahres und Backup-Erzeugungskapazität für unterschiedliche Methoden zur Leistungsflussmodellierung in REMix

Wie aus Abbildung 36 ersichtlich, ergibt sich zunächst sowohl bei Unterscheidung der Szenarien nach Jahren (2030 und 2050) als auch nach breiter Verfügbarkeit von Lastausgleichsoptionen (Base und REF) ein gleichbleibendes Bild hinsichtlich des Einflusses der Modellierungsmethodik der Leistungsflüsse auf die Gesamtsystemkosten und den Zubau von Backup-Kapazitäten. Zu erwarten ist, dass die ausschließliche Verwendung des Transportmodells aufgrund der geringsten Einschränkungen hinsichtlich der Leistungsflussverteilung (mit) die niedrigsten Gesamtsystemkosten aufweist, wohingegen die statische Verteilung von Leistungsflüssen des DC-Power-Flow-Ansatzes vermutlich die höchsten Gesamtsystemkosten ergeben sollte. Mit Abweichungen von deutlich unter 1 % bezüglich beider dargestellter Indikatoren können die verglichenen Methoden in diesem Fall allerdings als einander gleichwertig angesehen werden.

6.2.6 EINFLUSS DER MODELLIERUNGSMETHODIK FÜR LEISTUNGSFLÜSSE IM ÜBERTRAGUNGSNETZ IM DETAIL

Für ein vertieftes Verständnis des Einflusses der unterschiedlichen Methoden zur Modellierung von Leistungsflüssen bei der Energiesystemmodellierung zeigt Abbildung 37 Spinnennetzdiagramme für die Szenarien 2030 und 2050. Dabei wird jeweils zwischen der aggregierten Darstellung des gesamten Untersuchungsgebiets (oben als „Europa“ gekennzeichnet) und Deutschlands im Speziellen (unten) unterschieden.

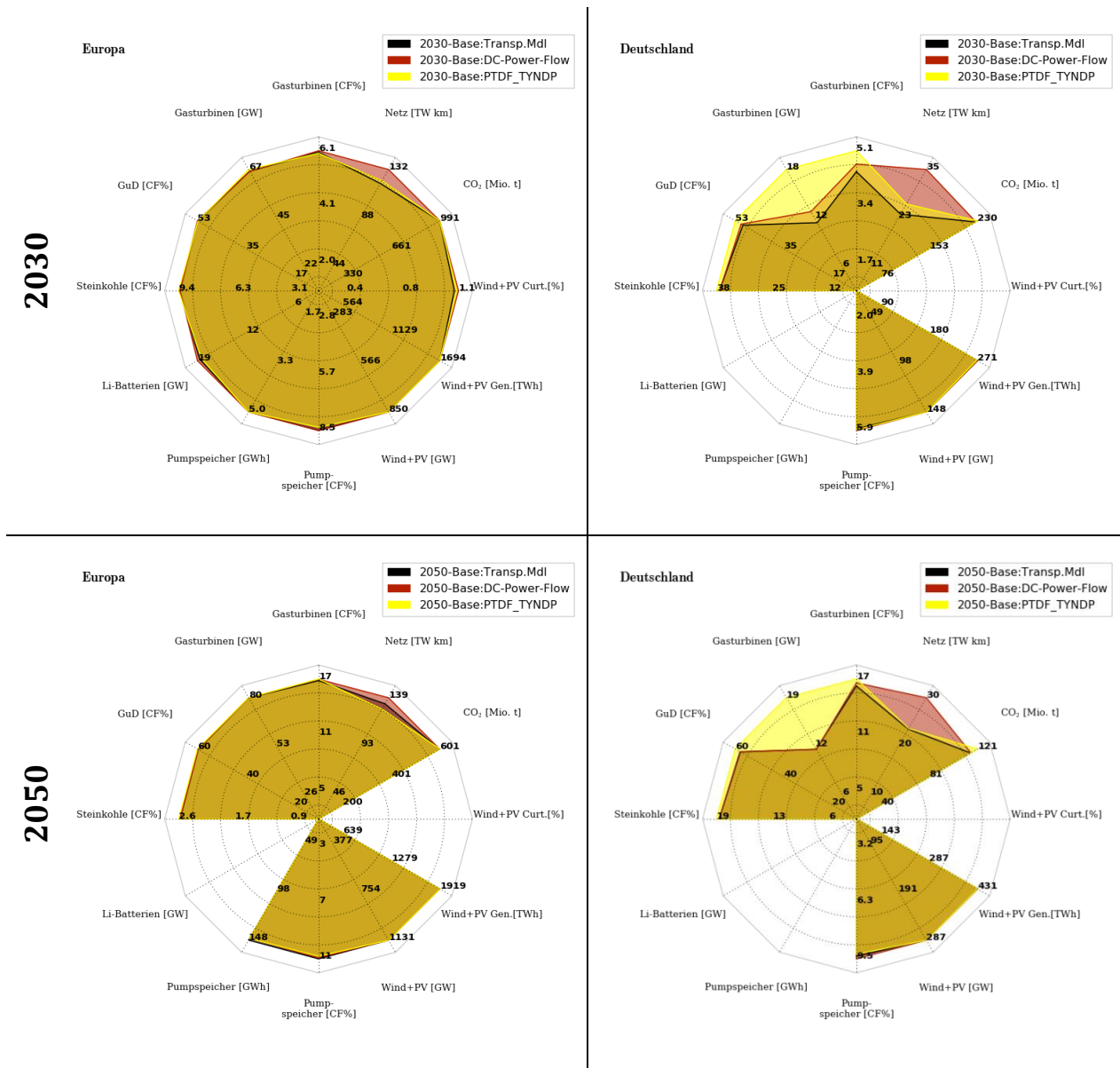


Abbildung 37: Spinnennetzdiagramme für die Szenarien 2030 (oben) und 2050 (unten) mit Darstellung verschiedener Indikatoren aggregiert über alle betrachteten Regionen (links) bzw. über alle zu Deutschland gehörenden Regionen (rechts)

In den Spinnendiagrammen wird die im vorangegangenen Kapitel bereits festgestellte Ähnlichkeit der Ergebnisse bei Verwendung der unterschiedlichen Methoden dadurch deutlich, dass die eingefärbten Flächen für die meisten der betrachteten Indikatoren nahezu deckungsgleich sind. Wesentliche Unterschiede ergeben sich lediglich für den resultierenden, technologieunabhängi-

gen Netzausbau, der bei Nutzung des DC-Power-Flow-Ansatzes durchgehend in allen Teilabbildungen am größten ist, insbesondere für das deutsche Untersuchungsgebiet. Die entsprechenden Unterschiede in Bezug auf den Netzausbau sind folglich die Hauptursache für die geringfügig unterschiedlichen Gesamtsystemkosten in Abbildung 36.²⁵

Bei Betrachtung der Deutschland betreffenden Ergebnisse ist auch eine weitere Abweichung der Indikatoren für den Zubau von Gasturbinenkraftwerken erkennbar. Die Differenz der Zahlenwerte der PTDF-Methode gegenüber dem Transportmodell- bzw. dem DC-Power-Flow-Ansatz ist mit 8 GW für „2050-Base“ ca. 1 GW größer als im Fall von „2030-Base“.

Die Ergebnisse zeigen neben dem unterschiedlichen Bedarf an Backup-Gaskraftwerken ebenfalls Abweichungen der weiteren Indikatoren für den deutschen Bilanzierungsraum, z.B. hinsichtlich der Treibhausgasemissionen oder der Auslastung von GuD- oder Pumpspeicherkraftwerken. In der Bilanzierung des gesamten Untersuchungsgebiets sind diese Unterschiede allerdings verschwindend gering. Die vornehmliche Änderung der Flussverteilung bei der Berechnung der Leistungsflüsse im Energiesystemmodell führt also wie zu erwarten war zu regionalen Abweichungen der Ergebnisse, also unterschiedlichen Ausprägungen der in Abbildung 37 dargestellten Indikatoren. Global gesehen gleichen sich diese Unterschiede aber offenbar so aus, dass es zu deutlich geringeren Abweichungen aufgrund der unterschiedlichen Methoden zur Bestimmung der Leistungsflüsse im Modell kommt.

Ist die Möglichkeit der Nutzung von Lastausgleichsoptionen nicht gegeben, resultieren die Grafiken in Abbildung 38 für Europa und Deutschland. Erkennbare Unterschiede der Ergebnisse für die betrachteten Methoden zur Leistungsflussberechnung ergeben sich vornehmlich bei der Abregelung potentieller Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen. Hierbei weist der DC-Power-Flow-Ansatz jeweils die höchsten Werte auf, die Abregelung im Falle der PTDF-Methode und des Transportmodells unterscheidet sich dabei nur geringfügig. Ausgeglichen wird die fehlende Stromerzeugung aus fEE vor allem durch eine höhere Auslastung der Gaskraftwerke. Interessant ist, dass die PTDF-Methode im Vergleich zum Transportmodell für das Jahr 2030 eine höhere Auslastung der installierten Pumpspeicherkraftwerke berechnet, was in Kombination mit einem höheren Nutzungsgrad von Gasturbinen ähnliche Abregelungswerte nach sich zieht. Trotz dieser leichten Änderungen im Kraftwerkseinsatz unterscheiden sich die betrachteten Methoden hinsichtlich der resultierenden Treibhausgasemission kaum.

²⁵ Zum Teil resultieren diese Unterschiede auch aus der Parametrierung des Modells, in dem HGÜ-Übertragungsstrecken mit einem Transportmodell abgebildet werden. Bei ausschließlicher Nutzung dieses Modellierungsansatzes werden Übertragungsstrecken, die sowohl Verbindungen in HDÜ- als auch in HGÜ-Technik aufweisen, zusammengefasst. Je nach Übertragungstechnologie werden allerdings unterschiedliche Umwegefaktoren bei der Bestimmung von Entfernungen zwischen Regionen zu Grunde gelegt, die sich auf Übertragungsverluste und Netzausbaukosten auswirken. Die korrespondierenden Unterschiede werden durch das Zusammenfassen bei ausschließlicher Nutzung des Transportmodells nicht mehr berücksichtigt. Dadurch kann es zu Ergebnisabweichungen (Kostenüberschätzungen) kommen, die nicht aus den in 6.2.5 aufgeführten Unterschieden der Modellierungsansätze zur Berechnung der Leistungsflüsse resultieren. Da es sich bei den betroffenen Übertragungsstrecken allerdings nur um die drei Verbindungen Frankreich-Spanien, Frankreich-Schweiz und Schweiz-Italien handelt, werden die dadurch verursachten Abweichungen als vernachlässigbar angesehen.

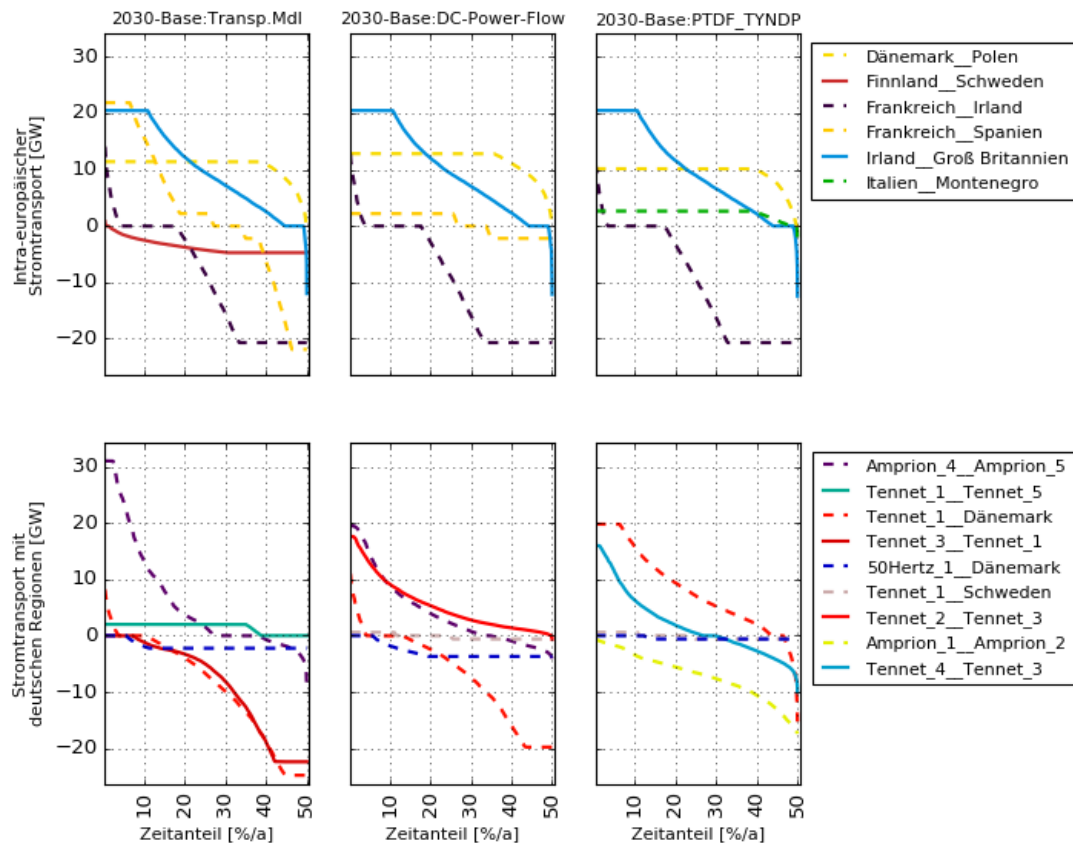


Abbildung 39: Jahresdauerlinien der transportierten Leistungsmengen auf ausgewählten Übertragungsstrecken für die Szenarien „2030-Base“

Werden zunächst die intraeuropäischen Übertragungsstrecken betrachtet, fällt auf, dass sowohl die Anwendung des Transportmodells als auch des DC-Power-Flow-Ansatzes zu nahezu gleichen Ergebnissen hinsichtlich der Auswahl bestimmter Übertragungsstrecken führen. Allerdings handelt es sich hierbei (u.a. Dänemark_Polen, Frankreich_Irland, Irland_Großbritannien, etc.) um (HGÜ-)Verbindungen, die unabhängig vom gewählten Modellierungsansatz mittels des Transportmodells die Leistungsflüsse zwischen den stromaustauschenden Regionen bestimmen.

Bei Betrachtung des Stromtransports zwischen und mit den deutschen Regionen (Abbildung 39 unten) wird folgendes deutlich:

- Die Wahl des Modellierungsansatzes zur Bestimmung der Leistungsflüsse hat durchaus einen größeren Einfluss. Grund dafür ist, dass der Leistungsaustausch mit deutschen Regionen vorwiegend über Drehstromverbindungen modelliert ist, deren Leistungsflüsse direkt vom gewählten Modellierungsansatz abhängig sind.
- Beim Vergleich der Dauerlinien wird deutlich, dass mit dem Transportmodell die größten maximalen Übertragungsspitzen (und demensprechende Übertragungskapazitäten) auftreten. So liegen sie für die Verbindung Amprion_4_Amprion_5 in der unteren linken Teilgrafik bei über 31 GW, während sie bei Nutzung des DC-Power-Flow-Ansatzes (mittlere untere Teilgrafik) bei ca. 19,5 GW und im Fall der PTDF-Methode bei ca. 16,5 GW liegen.

Die obigen Beobachtungen gelten auch für die Analyse des Szenarios „2050-Base“, wie in Abbildung 40 dargestellt. Im Ergebnis lässt sich folgendes feststellen:

- Mit der Änderung des Modellierungsansatzes ändern sich teilweise die Übertragungsstrecken, welche die Auswahlkriterien hinsichtlich Auslastung, Übertragungsspitzen und transportierter Jahresenergiemenge erfüllen.
- Die größten Übertragungskapazitäten treten bei Anwendung des Transportmodells auf.

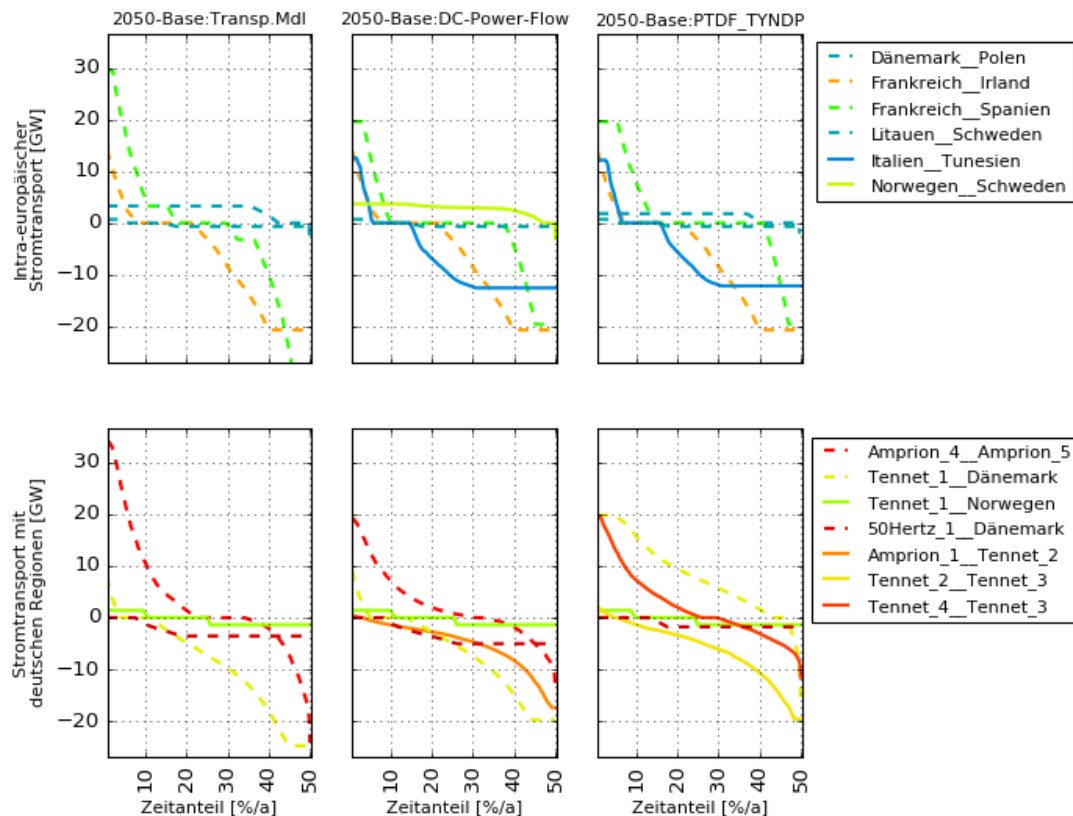


Abbildung 40: Jahresdauerlinien der transportierten Leistungsmengen auf ausgewählten Übertragungsstrecken für die Szenarien „2050-Base“

Ein Großteil der Übertragungsstrecken, die für die Dauerlinien in Abbildung 39 ausgewählt sind, sind auch in Abbildung 40 vertreten, sowohl für das gesamte als auch das Deutschland betreffende Untersuchungsgebiet (z.B. die Verbindungen Dänemark_Polen oder Tennet_2_Tennet_3).

Für eine allgemeinere Schlussfolgerung aus den bisherigen Beobachtungen empfiehlt sich die Betrachtung von Abbildung 41, welche die mittlere Auslastung (gesamte übertragene Jahresenergiemenge bezogen auf die Übertragungskapazität) aller Stromübertragungsstrecken für die Szenarien „2030-Base“ (Türkis) und „2050-Base“ (Rot) in einem Histogramm zeigt und zusätzlich für letzteres die oberen zwei Perzentile ($p = 0,98$) und den Median explizit ausweist. Erstere geben einen Hinweis auf die Auslastung der am stärksten beanspruchten Verbindungen. Die Histogramme für beide Szenario-Jahre überlagern sich zudem, wodurch aus Abbildung 41 direkt abgelesen werden kann, in welchem Auslastungsbereich eine Zunahme bzw. Abnahme beim Vergleich der Szenarien von 2030 und 2050 auftritt.

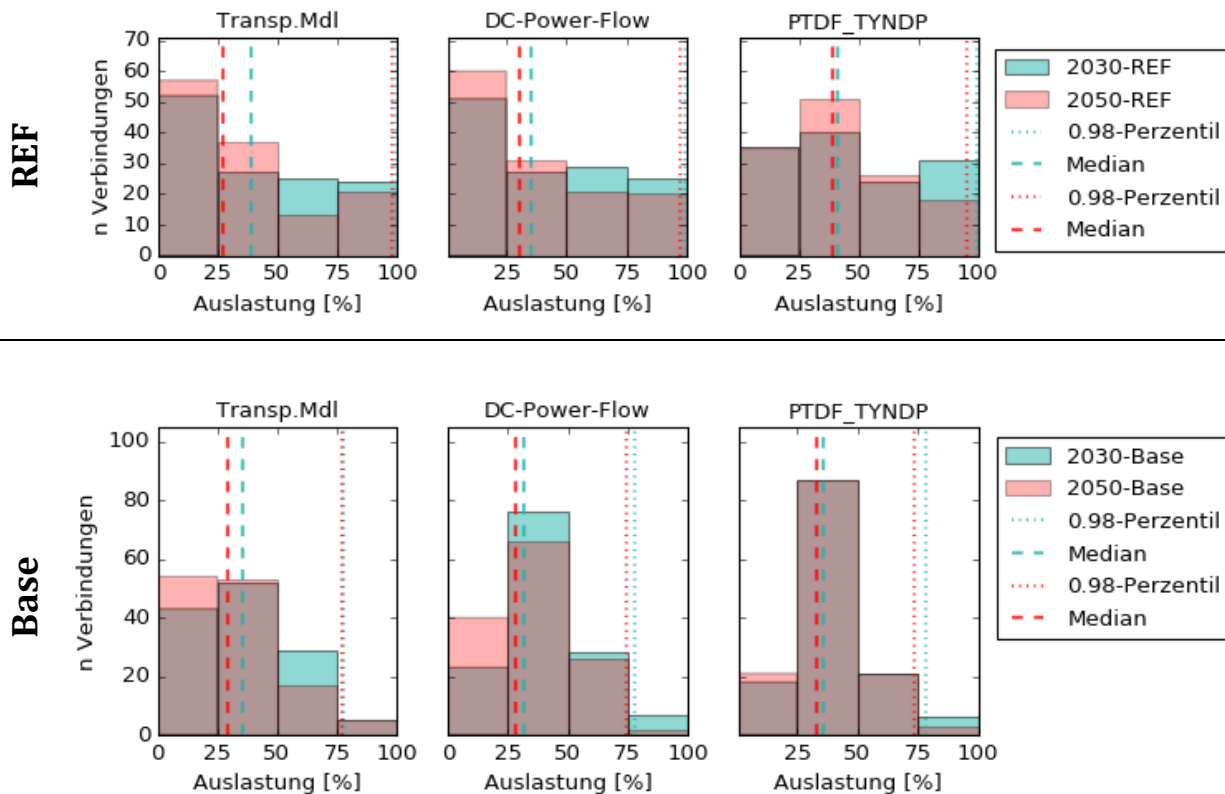


Abbildung 41: Histogramme der mittleren Auslastung aller Stromübertragungsstrecken für die Szenarien „2050-REF“ im Vergleich zu „2030-REF“ (oben) und „2050-Base“ im Vergleich zu „2030-Base“ (unten)

Unabhängig von der gewählten Methode zur Modellierung der Leistungsflüsse und der Verfügbarkeit von Lastausgleichsoptionen (vgl. REF vs. Base) zeigt sich, dass ein Großteil der Übertragungskapazitäten im Mittel über alle Zeitpunkte des Jahres nur geringfügig ausgelastet ist. Von den 202 modellierten Verbindungen liegt in jeder der Teilgrafiken von Abbildung 41 über die Hälfte in den unteren beiden Quantilen, der Median befindet sich immer bei einer Auslastung von deutlich unter 50 %. Erkennbar ist auch der Trend hinsichtlich der am stärksten ausgelasteten Übertragungsstrecken. Daraus lässt sich schlussfolgern:

- Unabhängig von der Methode der Leistungsflussmodellierung nimmt die Auslastung der am stark genutzten Übertragungsstrecken von den Szenarien des Jahres 2030 auf 2050 jeweils ab.

In Abbildung 41 wird dies durch das Überstehen der türkisenen Balken in den oberen beiden Quantilen veranschaulicht. Eine wesentlich detailliertere Darstellung dieser Abnahme wird im Anhang, Kapitel A1.6 gezeigt.

Die Gegenüberstellung der Szenarien ohne (REF) und mit (Base) der Option der Netzausbauplanung zeigt, dass es im Falle der ersteren zu einer gleichmäßigeren Auslastung der Übertragungskapazitäten kommt. Das 0,98-Perzentil liegt entsprechend jeweils nahe 100 %. Sobald die Möglichkeit zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten besteht, treten hingegen unabhängig von der Methode zur Bestimmung der Leistungsflüsse Werte um die 75 % auf.

Beim Vergleich der Modellierungsmethoden für Leistungsflüsse kann folgendes festgestellt werden: Wird der Median über die mittlere Auslastung aller Stromübertragungsstrecken bestimmt, weisen die Ergebnisse für den PTDF-Ansatz den höchsten Wert sowohl für die Szenarien des Jahres 2030 (REF: 41 %; Base: 36 %) als auch des Jahres 2050 (REF: 39 %; Base: 33 %) auf, was allerdings auf die hohe Anzahl an Übertragungskapazitäten mit einer Auslastung im zweiten Quantil zurückzuführen ist.

Beim Vergleich der Mediane folgen in den Szenarien mit Ausbauplanung von Lastausgleichsoptionen das Transportmodell („2030-Base:Transp.Mdl“: 35,9 %; „2050-Base:Transp.Mdl“: 29,3 %) und die DC-Power-Flow-Methode („2030-Base:DC-Power-Flow“: 31,8 %; „2050-Base:DC-Power-Flow“: 28,1 %). Diese Reihenfolge korrespondiert umgekehrt mit den in Abbildung 37 gezeigten Ergebnissen zur Intensität des Netzausbaus. Ein direkter Zusammenhang muss nicht zwangsläufig bestehen, da der entsprechende Netzausbauindikator zusätzlich die Längen der Übertragungsstrecken berücksichtigt.

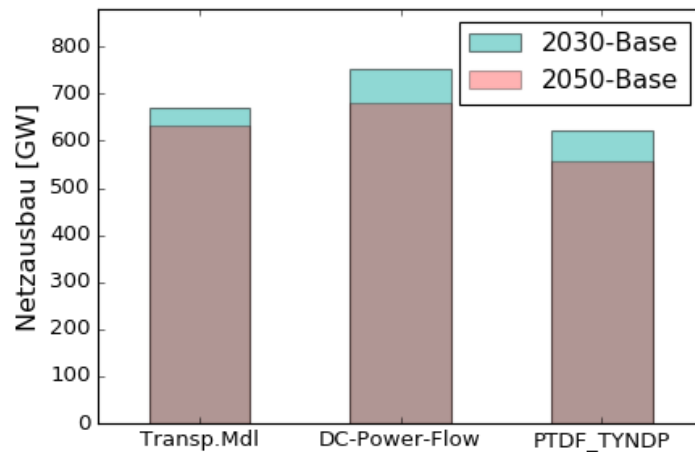


Abbildung 42: Netzausbau [GW] summiert über alle Stromübertragungsstrecken für die Szenarien „2030-Base“ und „2050-Base“

Im vorliegenden Fall bestätigt der Vergleich der zugebauten Übertragungsleistung (siehe Abbildung 42) allerdings diese Beobachtung: Sowohl für 2030 als auch 2050 treten die höchsten Werte unter Anwendung des DC-Power-Flow-Ansatzes auf, gefolgt von den Ergebnissen des Transportmodells und der PTDF-Methode. Auffällig dabei ist, dass der in Übertragungsleistung gemessene Netzausbau beim Vergleich der Szenarien für 2030 und 2050 rückläufig ist (wobei die summierte Übertragungsleistung des jeweiligen Startnetzes quasi identisch ist). Ebenso sinkt die Auslastung verhältnismäßig stark beanspruchter Übertragungskapazitäten. Daraus folgt:

- Der Vergleich von „2030-Base“ und „2050-Base“ zeigt, dass mit einer Zunahme der Stromerzeugung aus fEE bei gleichzeitigem Rückgang des Stromverbrauchs und der Erzeugung aus thermischen Kraftwerken die Auslastung der Übertragungskapazitäten und damit korrespondierend der Netzausbau zurückgeht.
- Die PTDF-Methode zeigt die geringste Sensitivität hinsichtlich der Veränderung der Leitungsauslastung bei Änderung der Erzeugungsstruktur (Vergleich Szenario 2030 und 2050).

Es wird deutlich, dass die Leistungsflussmodellierung mittels **PTDF-Methode** ebenfalls den Effekt mit sich bringt, dass im Allgemeinen sowohl in „2030-Base“ als auch „2050-Base“ kein deutlicher Unterschied hinsichtlich der Ausnutzung von Verbindungen, die im Jahresmittel zwischen 25 % und 75 % ausgelastet sind, erkennbar ist. Zurückgeführt werden kann dies auf die Nutzung der Referenzleistungsflüsse, die auf den Simulationsergebnissen von POSIM basieren. Diese stellen für die Bestimmung der Leistungsflüsse in REMix zeitabhängige Basiswerte dar, von denen in Abhängigkeit der sich ergebenden regionalen Leistungsbilanzen abgewichen werden kann. Deutliche Abweichungen von den Referenzleistungsflüssen, die beispielsweise die Erhöhung der Übertragungskapazitäten lohnenswert machen, treten offenbar seltener auf, als im Falle des Transportmodells bzw. der DC-Power-Flow-Methode. Entsprechend lässt sich auch erklären, weshalb die Änderung der Auslastung der Übertragungskapazitäten beim Vergleich von „2030-Base“ und „2050-Base“ im Falle der PTDF-Methode weniger ausgeprägt ist. Erkennbar wird dies anhand der wesentlich kleineren Anteile der Balken in der rechten Teilgrafik von Abbildung 41, die nur rot bzw. türkis eingefärbt sind. Ist die Option zum Netzausbau hingegen nicht verfügbar sind durchaus Abweichungen vor allem im zweiten und dritten Quantil von Abbildung 41 oben rechts zu sehen.

Im Gegensatz dazu zeigen die Ergebnisse für die **DC-Power-Flow-Methode** eine stärkere Ausprägung bezüglich der Veränderung der Auslastung bei Vergleich der Szenarien für 2030 und 2050. So nimmt beispielsweise die Anzahl der Verbindungen im ersten Quantil ausgehend von „2030-Base:DC-Power-Flow“ (23) in „2050-Base:DC-Power-Flow“ um 17 zu. Im Falle der PTDF-Methode betrifft diese Zunahme lediglich vier Verbindungen. Genauso ist die Abnahme im zweiten Quantil mit 10 wesentlich ausgeprägter als im Falle des PTDF-Ansatzes (0). Der für den Netzausbau entscheidende Bereich im letzten Quantil reagiert ebenfalls stärker auf die Änderung der Erzeugungsstruktur im Vergleich der Szenarien von „2030-Base“ und „2050-Base“. Es ist zugleich der jeweils intensivste Netzausbau zu beobachten. Daraus lässt sich schließen:

- Die DC-Power-Flow-Methode zeigt die größte Sensitivität hinsichtlich des Netzausbaus, wenn die Erzeugungsstruktur geändert wird (Vergleich Szenario 2030 und 2050).
- Der resultierende Netzausbau ist im Falle der DC-Power-Flow-Methode insgesamt am größten, während die Netzauslastung jeweils am geringsten ist.

Der Ausbau und die Auslastung des Netzes sind folglich antikorreliert. Diese Antikorrelation ist mit einem Korrelationsfaktor von -0,26 („2030-Base“) bzw. -0,28 („2050-Base“) zwar nicht signifikant, aber dennoch ausgeprägter als im Falle des Transportmodells ($> -0,17$) und der PTDF-Methode ($> -0,23$).

Die beschriebenen Effekte des DC-Power-Flow-Ansatzes müssen auf die Verteilung der Leistungsflüsse zurückzuführen sein. So kann es sein, dass beispielsweise die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen zwei Regionen A und B lohnenswert ist. Nur im Falle des Transportmodells reicht hier der Ausbau der direkten Übertragungsstrecke zwischen A und B aus. Im Falle der anderen beiden Methoden zur Bestimmung der Leistungsflüsse müssen gegebenenfalls auch andere Übertragungsstrecken (z.B. zwischen Region A und Region C) ausgebaut werden. Vereinfacht gesagt, es wird zusätzlicher Netzausbau zur Verstärkung von „Umwegen“ erforderlich. Zwar tritt dieser Effekt ebenfalls bei der PTDF-Methode auf. Jedoch verhindert das Einprägen der Referenzleistungsflüsse, wie oben beschrieben, dass sich die Leitungsauslastung in ähnlicher Art und Weise ändert.

Das **Transportmodell** zeigt aufgrund der fehlenden Einschränkungen hinsichtlich der Leistungsflussverteilung die stärkste Änderung im dritten Quantil bei Vergleich der Auslastung der Szenarien von 2030 und 2050, die Intensität des Netzausbaus liegt zwischen jenen der beiden anderen Ansätze zur Modellierung der Leistungsflüsse. Dies lässt sich wie folgt erklären: Zwar können regionale Abweichungen der Leistungsbilanz einfacher ausgeglichen werden, da beispielsweise bei ausreichender Übertragungskapazität sämtliche Überschüsse auf direktem Weg in Regionen mit Leistungsdefizit transportiert werden können, was ein erhöhtes Stromtransportaufkommen und somit eine höhere Auslastung der dabei genutzten Stromübertragungsstrecken vermuten lässt. Allerdings bewirkt die fehlende Restriktion zur Verteilung der Leistungsflüsse auch, dass keine „Umwege“ gemacht werden müssen. Die Stromübertragungsstrecken, die sich auf den „Umwegen“ befinden, werden also weniger beansprucht. Dies zeigt sich beispielsweise an den Jahressummen des netto importierten Stroms aller Regionen, welche für das Transportmodell sowohl in „2030-Base“ als auch in „2050-Base“ um ca. 300 TWh niedriger liegen als bei Nutzung der alternativen Methoden zur Modellierung der Leistungsflüsse²⁶. Somit lässt sich feststellen, dass

- mittels Transportmodell häufig vergleichsweise niedrige Auslastungen, allerdings auch die individuell höchsten Übertragungskapazitäten auftreten (vgl. oben) – nämlich auf den intensiv genutzten, direkten Übertragungsstrecken zwischen vorwiegend Strom exportierenden und importierenden Regionen.

Als Ursache für den oben beschriebenen Rückgang der Auslastung der Übertragungskapazitäten und des Netzausbaus von „2030-Base“ auf „2050-Base“ lässt sich primär der höhere Anteil der Stromerzeugung aus fEE an der Gesamtstromerzeugung anführen. Der lokale Ausgleich dieser variablen Strombereitstellung an einem Ort kann entweder durch andere Stromerzeuger bzw. eine flexibilisierte Stromnachfrage oder durch räumliche Verschiebung von Leistungsüberschüssen oder -defiziten stattfinden. Mit Zunahme des Anteils an fEE kann also vermutet werden, dass die zeitliche Variabilität des Einsatzes dieser Lastausgleichsoptionen ebenfalls zunimmt. Wird die Standardabweichung über die Zeitreihe der normalisierten Leistungsflüsse auf einer Stromübertragungsstrecke bzw. der normalisierten Stromerzeugung aus Gasturbinenkraftwerken als Indikator für diese Variabilität verstanden, lässt sich anhand von Abbildung 43 diese Variabilitätszunahme auch quantifizieren. Bemerkenswert sind dabei folgende Aspekte:

- Bei Erhöhung des Anteils an fEE („2030“ → „2050“) nimmt die Standardabweichung sowohl in Bezug auf die Stromerzeugung aus Gasturbinen als auch hinsichtlich der normierten Leistungsflüsse zu.
- In Szenarien ohne Ausbauplanung von Lastausgleichsoptionen ist dieser Effekt vor allem hinsichtlich der Leistungsflüsse zu beobachten, während die Variabilität des Gasturbineneinsatzes sich kaum ändert.
- Genau anders herum verhält es sich unter Berücksichtigung der Ausbauplanung von Lastausgleichsoptionen.

²⁶ 2030-Base:Transp.Mdl: 1.128 TWh, 2030-Base:DC-Power-Flow: 1.445 TWh, 2030-Base:PTDF_TYNDP: 1.452 TWh, 2050-Base:Transp.Mdl: 889 TWh, 2050-Base:DC-Power-Flow: 1.157 TWh, 2050-Base:PTDF_TYNDP: 1.176 TWh

- Im Szenario mit höheren Anteilen an fEE („2050“) ist die Variabilität der Stromerzeugung aus Gasturbinen weitestgehend unabhängig von der genutzten Methode zur Bestimmung der Leistungsflüsse

Zudem kann ein direkter Zusammenhang zwischen der Auslastung von Übertragungskapazitäten und der Standardabweichung der normierten Leistungsflüsse festgestellt werden. Er tritt insbesondere bei Nutzung des DC-Power-Flow-Ansatzes auf und wird mit der Erhöhung des Anteils an fEE an der Stromerzeugung ausgeprägter (siehe Anhang, Kapitel A1.6). Auf der einen Seite ermöglicht das Transportmodell eine verhältnismäßig hohe Variabilität der Leistungsflüsse (Standardabweichung: „2030-Base:Transp.Mdl“: 0,376; „2050-Base:Transp.Mdl“: 0,392) aufgrund der geringsten Beschränkungen hinsichtlich ihrer Verteilung. Auf der anderen Seite bewirkt die statische Verteilung der Leistungsflüsse im Fall der DC-Power-Flow-Methode eine geringere Variabilität.

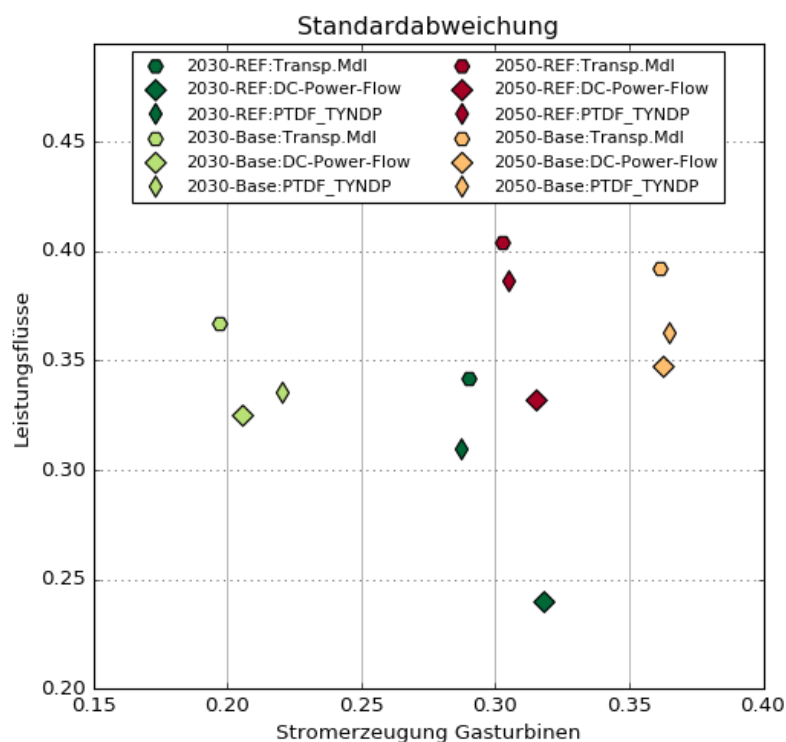


Abbildung 43: Standardabweichung über die normierte, stündliche Stromerzeugung aus Gasturbinen (Median über alle Regionen) vs. relative Standardabweichung der relativen Leistungsflüsse (Median über alle Stromübertragungsstrecken)

Die Begründung für die höhere Variabilität der Leistungsflüsse bei Nutzung der PTDF-Methode im Vergleich zum DC-Power-Flow-Ansatz ist, dass für erstere unterschiedliche Matrizen zur Leistungsflussbestimmung genutzt werden. Diese werden ausgehend von einer Klassifizierung der potentiellen stündlichen Stromerzeugung aus Windenergie und der Zeitreihe konventioneller Stromverbraucher erstellt und den jeweiligen Versorgungssituationen zugeordnet. Folglich passen die Verteilung von Leistungsflüssen und der Leistungstransportbedarf, der sich aus der räumlichen Trennung von Strombereitstellung und -Nachfrage ergibt, besser zueinander als im Falle einer Leistungsübertragung mittels statischer Flussverteilung (DC-Power-Flow).

Zusammenfassend lässt sich beim Vergleich der unterschiedlichen Methoden zur Modellierung der Leistungsflüsse folgendes festhalten:

- Hinsichtlich der Gesamtsystemkosten, der Ausbauplanung von zeitlichen Lastausgleichsoptionen und des Kraftwerkseinsatzes entstehen global nur geringfügige Unterschiede
- Regionale Unterschiede entstehen u.a. in Bezug auf den Ausbau von Backup-Kapazitäten zur Stromerzeugung. Diese Unterschiede gleichen sich in Europa aber weitestgehend aus.
- Es entstehen Unterschiede hinsichtlich des Netzausbaus. Unabhängig davon, ob dieser in Leistungskilometern oder in Übertragungsleistung gemessen wird, ergeben sich für die DC-Power-Flow-Methode höhere Werte im Vergleich zum Transportmodell- oder PTDF-Ansatz.
- Das Transportmodell stellt die am wenigsten restriktive Methode zur Bestimmung der Leistungsflüsse dar. Dies spiegelt sich in einer hohen Variabilität der Leistungsflüsse wieder und führt auf einzelnen Übertragungsstrecken zu einem hohen Zubau an Übertragungskapazität.
- Beim Vergleich der Auslastung von Übertragungskapazitäten zeigen sich ebenfalls Unterschiede für die einzelnen Stromübertragungsstrecken. Im Mittel liegt die Leitungsauslastung aber unabhängig davon bei unter 30 %.
- Im Vergleich der Szenarien „2030-Base“ und „2050-Base“ nimmt der resultierende Netzausbau langfristig ab unabhängig von der Methode zur Modellierung der Leistungsflüsse²⁷.
- Gleiches gilt für die Auslastung der Übertragungskapazitäten.

6.2.7 *EINFLUSS ÜBERTRAGUNGSSTRECKENSPEZIFISCHER NETZAUSBAUKOSTEN*

Zur Veranschaulichung des Einflusses der in Kapitel 6.1.3 bestimmten regional differenzierten Netzausbauskosten auf die Ergebnisse der Szenarienmodellierungen sind in Abbildung 44 äquivalent zu Abbildung 37 Spinnennetzdiagramme für die Szenarien „2030-Base“ und „2050-Base“ jeweils aggregiert über das gesamte Untersuchungsgebiet bzw. die Deutschland zugehörigen Regionen dargestellt. Verglichen werden dabei Ergebnisse unter Anwendung der PTDF-Methode. Diese unterscheiden sich lediglich in den Netzausbauskosten, welche einerseits über einen konstanten längen- und leistungsspezifischen Kostenfaktor (siehe Tabelle 8 bzw. Kapitel 5.3.2) bestimmt und andererseits individuell für jede Übertragungsstrecke entsprechend Kapitel 6.1.3 vorgegeben werden (die Beschriftung der entsprechenden Ergebnisse sind mit dem Suffix „LC“ gekennzeichnet). Im Ergebnis reduzieren sich die Systemkosten bei Anwendung letzterer sowohl für „2030-Base“ als auch „2050-Base“ um ca. 0,7%.

²⁷ Stattdessen werden unter anderem deutlich mehr Pumpspeicherkraftwerke zugebaut, was in „2030-Base“ aufgrund restriktiverer Potentialgrenzen nicht möglich ist (vgl. Abbildung 37).

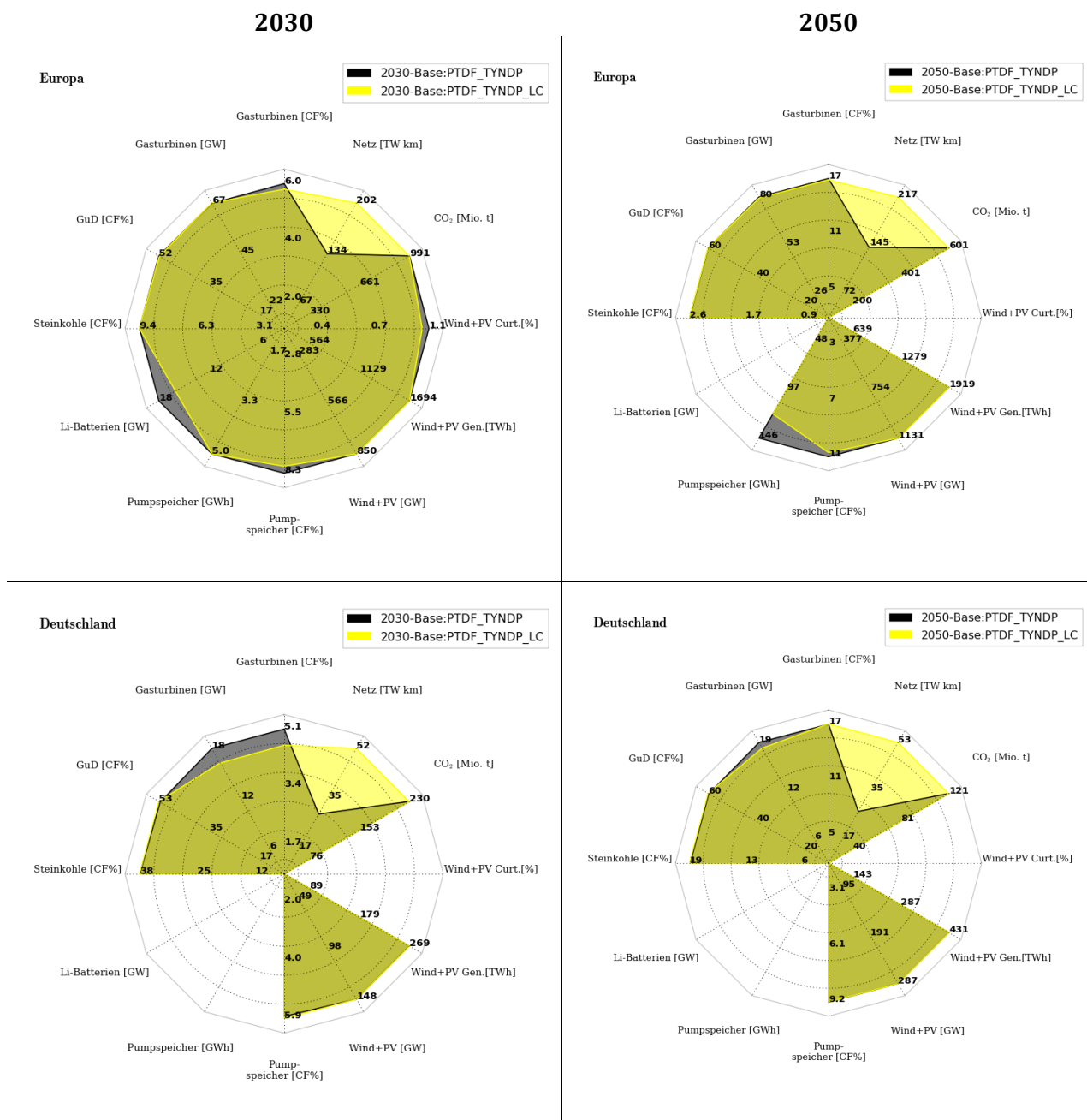


Abbildung 44: Spinnennetzdiagramme für die Szenarien 2030 und 2050 mit Darstellung verschiedener Indikatoren aggregiert über alle betrachteten Regionen (oben) bzw. über alle zu Deutschland gehörenden Regionen (unten)

Die Nutzung der übertragungsstreckenspezifischen Ausbaukosten führt in den oben abgebildeten Szenarien zu einer deutlichen Erhöhung des sich ergebenden Netzausbaus, sowohl insgesamt als auch bei der Bilanzierung über die deutschen Regionen. Er erhöht sich im gesamten Untersuchungsgebiet um jeweils ca. 70 %, in „2030-Base“ von 120 TW km auf 202 TW km und in „2050-Base“ von 127 TW km auf 219 TW km. Dabei entfällt ca. ein Viertel auf den Netzausbau zwischen und mit deutschen Regionen. Dies begründet sich allerdings damit, dass durch die höhere regionale Auflösung Deutschlands auch ein Großteil der modellierten Übertragungsstrecken mit deutschen Regionen verbunden ist. Weitere, eher geringere Unterschiede ergeben sich vor allem bei der Nutzung von Gasturbinen und Speichern.

Grund für den verstärkten Netzausbau sind die im Vergleich zum längenspezifischen Ansatz verhältnismäßig geringen leistungsspezifischen Kosten bei einem Großteil der Übertragungsstrecken. Denn während beim entfernungs-basierten Ansatz stets konservative Kostenannahmen für eine neue Trasse angesetzt werden, umfasst die Erhöhung der Übertragungskapazität zur Bestimmung übertragungsstreckenspezifischen Kosten auch relativ günstige Maßnahmen zur Netzverstärkung. Zudem werden hier nur die Kosten zur Ertüchtigung der Übertragungsstrecke zwischen den zwei nächstgelegenen Umspannwerken an den Regionengrenzen berücksichtigt. Gegebenenfalls auftretende Folgekosten zur Ertüchtigung von Zubringertrassen werden dabei vollständig ignoriert. Anders verhält sich dies beim längenspezifischen Ansatz, wo als zu berücksichtigende Entfernungen jeweils die Distanzen zwischen den Mittelpunkten der Regionen genutzt werden.

Was dies bei Betrachtung der einzelnen Übertragungsstrecken bedeutet, ist in Abbildung 45 veranschaulicht. Dabei zeigt sich ein konsistentes Bild, wo hohe Kosten (Marker) mit geringem Netzausbau (Balken) und umgekehrt einhergehen. Hinsichtlich des Netzausbaus resultieren ausschließlich höhere GTCs bei Verwendung der übertragungsstreckenspezifischen Kostenparameter. Lediglich auf wenigen Ausnahmeverbindungen ergeben sich auch höhere Ausbauskosten, wie beispielsweise der Verbindung Polen-Ukraine. Hier findet allerdings auch kein Netzausbau statt.

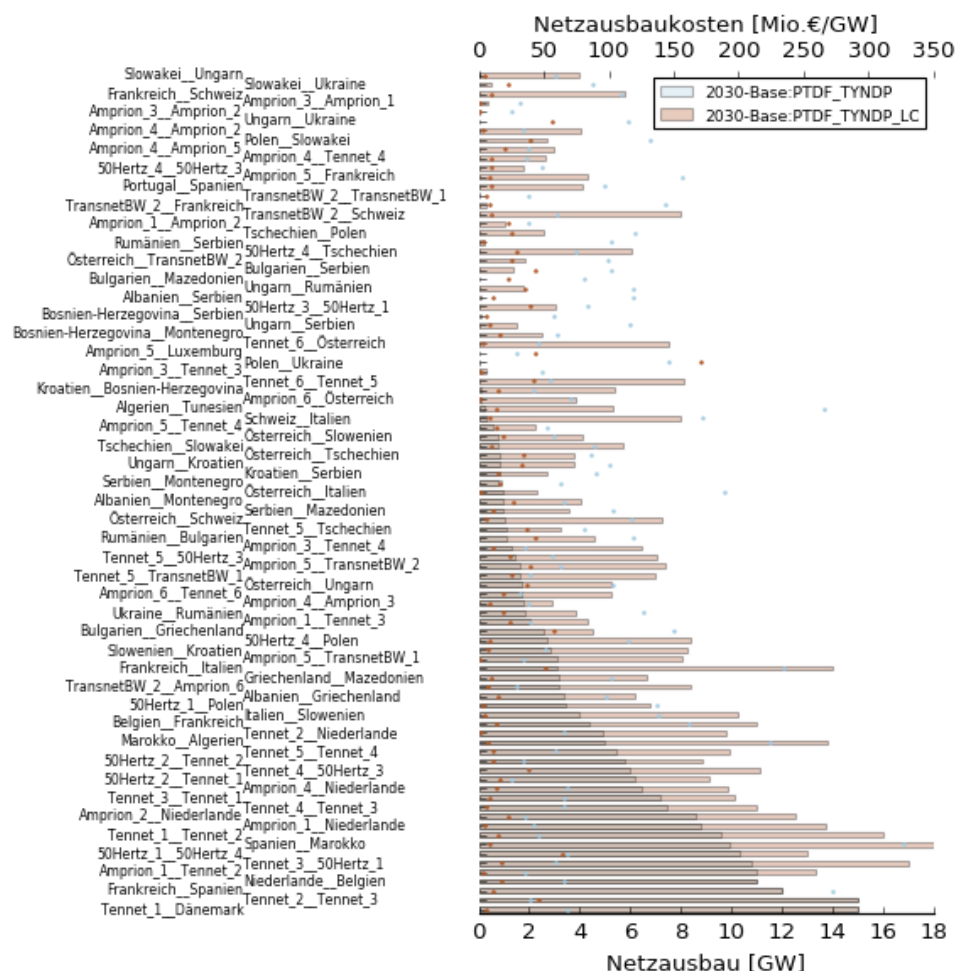


Abbildung 45: Netzausbaukosten (Marker) und Netzausbau (Balken) pro Übertragungsstrecke im Vergleich eines Szenarios mit längenspezifischen (blau) und übertragungsstreckenspezifischen (rot) Ausbauskosten

Im Ergebnis lässt sich folgendes aus dem Szenarienvergleich schlussfolgern:

Die ermittelten übertragungsstreckenspezifischen Ausbaukosten fallen im Allgemeinen günstiger aus und erhöhen zwar einerseits den Netzausbau, gehen jedoch andererseits mit einem leichten Rückgang der Systemkosten einher. Trotz signifikanter Unterschiede im Hinblick auf den Netzausbau sind insbesondere für den deutschen Untersuchungsraum neben dem geringeren Bedarf an Pumpspeicherkraftwerken in „2030-Base“ und einer Reduktion des Zubaus an Gaskraftwerken um 2 bis 3 GW keine deutlichen Abweichungen der weiteren dargestellten Indikatoren durch die Berücksichtigung übertragungsstreckenspezifischer Ausbaukosten zu beobachten. Auf europäischer Ebene sind etwas größere Unterschiede an einer stärkeren Nutzung von Speichern für das Szenario „2050-Base“ zu beobachten. Es kann also festgestellt werden, dass selbst bei einem kostenbedingt verstärktem Netzausbau, dessen Nutzen aus Gesamtsystemsicht (beispielsweise in Hinblick auf die Reduktion von CO₂-Emissionen) nur geringfügig ist.

6.2.8 ROLLE VON KURZFRIST-STROMSPEICHERN

In den hier betrachteten Szenarien werden vor allem Lithium-Ionen-Batteriespeicher als Kurzfriststromspeicher genutzt. Sowohl deren Speicherkapazität als auch ihre Lade- und Entladeleistung werden ausschließlich in Szenarien bzw. Szenariovarianten berücksichtigt, in denen eine Ausbauplanung für Lastausgleichsoptionen durchgeführt wird. Wie bereits aus den Spinnennetzdiagrammen der vorangegangenen Kapitel ersichtlich, findet der Zubau dieser Technologie allerdings nur in begrenztem Umfang statt.

Abbildung 46 zeigt eine Übersicht aller untersuchten Szenarien, Szenarienvarianten und Regionen, in denen die modellendogene Speicherleistung von Lithium-Ionen-Batterien anhand der Größe der kreisförmigen Marker veranschaulicht wird.

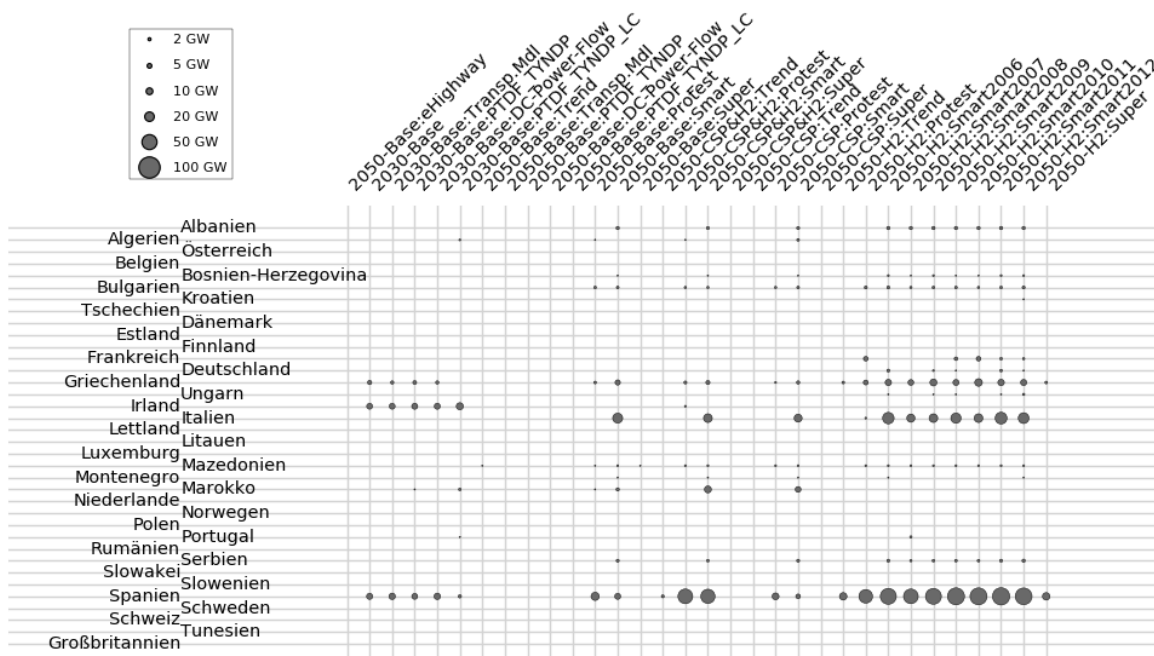


Abbildung 46: Speicherleistung von Lithium-Ionen-Batterien in allen untersuchten Szenarien und Szenarienvarianten mit Ausbauplanung von Lastausgleichsoptionen

Abbildung 46 macht deutlich, dass Lithium-Ionen-Batterien nicht nur in ausgewählten Szenarien, sondern auch nur in ganz bestimmten Regionen zum Einsatz kommen. So resultiert aus der Gesamtsystemoptimierung vor allem ein Speicherzubau in Szenarien mit beschränktem Netzausbau (Netzausbauvarianten „Smart“ und „Protest“) sowie in den Szenarien des Jahres 2030. Er findet dabei schwerpunktmäßig in Regionen mit großen Stromerzeugungskapazitäten für Photovoltaik statt, insbesondere in Spanien, Italien und Griechenland. Mit Speicherleistungen von um die 7 GW ist in den Szenarien des Jahres 2030 mit Irland allerdings auch eine Region mit großen Stromerzeugungskapazitäten für Windkraft vertreten.

Am Beispiel von Deutschland und Frankreich zeigt sich in der Szenariovariante mit dem größten Speicherausbau („2050-H2:Smart“) aber auch die Sensitivität der Ausbauplanung von Kurzfristspeichern gegenüber der wetterabhängigen Stromeinspeisung aus fEE. So findet bei Verwendung der historischen Wetter- und Lastdaten des Jahres 2006 in Deutschland ein Zubau von 2 GW statt, während er in Frankreich vernachlässigbar klein ist. Umgekehrt verhält es sich bei Verwendung der Wetter- und Lastdaten des Jahres 2010. In dieser Modellierung sind in Frankreich über 4 GW installierte Speicherleistung von Lithium-Ionen-Batteriespeichern feststellbar während in Deutschland kein Zubau stattfindet.

Eine wesentliche Ursache für den nur begrenzten Ausbau der Lithium-Ionen-Batteriespeicher, insbesondere in den Szenarien des Jahres 2050, ist die Annahme höherer Ausbaupotentiale für Pumpspeicherkraftwerke im Gegensatz zu den Szenarien für 2030. Werden allein die Ausbaukosten als Vergleichskriterium herangezogen, stellt diese Technologie die weitaus günstigere Alternative zur zeitlichen Flexibilisierung der Stromerzeugung dar. D.h. der begrenzte Ausbau von Kurzfristspeichern ist teilweise dem verwendeten Modellierungsansatz geschuldet, mit dem

1. verhältnismäßig stark räumlich aggregiert gerechnet wird, womit die deutlich begrenzten Ausbaupotentiale für Pumpspeicherkraftwerke weniger restriktiv wirken bzw. der Ausbau zentraler Speicherkraftwerke begünstigt wird und
2. die zeitliche Auflösung auf Stundenbasis nur minimale Energy-To-Power-Ratios von 1 zulässt. Eine Stärke von Kurzfristspeichern ist allerdings eben die Fähigkeit hohe C-Raten (Energy-To-Power-Ratios von deutlich unter 1) erreichen zu können, um Fluktuationen im Minutenbereich auszugleichen.

Weiterhin zeigt sich beim Vergleich der Szenariovarianten mit und ohne Netzausbaubeschränkungen, dass die Option des räumlichen Lastausgleichs bevorzugt gewählt wird. Deutlich wird dies bei Betrachtung von Abbildung 47, in der die Gesamtinvestitionen in die Stromübertragung (y-Achse) und die Speicherinfrastruktur (x-Achse) für die untersuchten Szenarien und Szenariovarianten dargestellt sind. Die numerischen Werte neben den farbigen Markern geben dabei jeweils das Verhältnis der beiden Klassen von Lastausgleichsoptionen an.

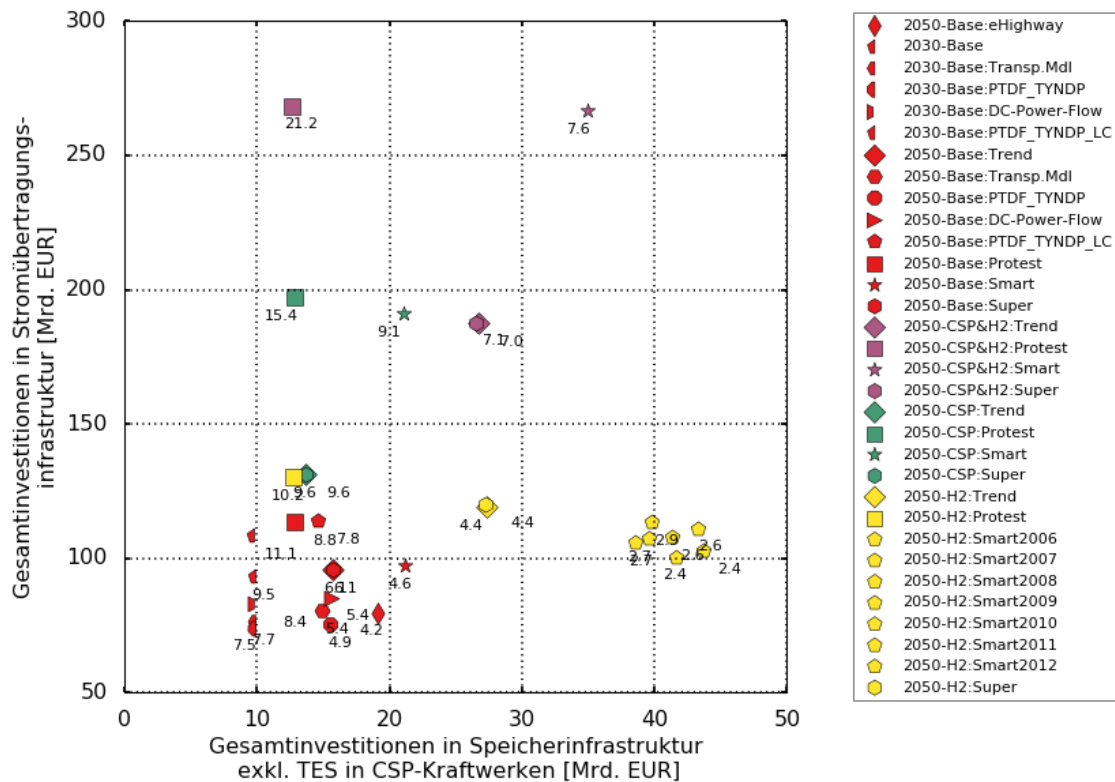


Abbildung 47: Gesamtinvestitionen in Stromübertragungs- und Speichereinfrasturktur für unterschiedliche Szenarien und Szenariovarianten

Auffällig beim Vergleich der Verhältnisse der Investitionen ist, dass sie nie den Wert kleiner 1 annehmen, was bedeutet, dass in keiner der betrachteten Szenarienvarianten höhere Investitionen in Speicher- gegenüber Übertragungskapazitäten stattfinden. Dies gilt selbst in Szenarien mit beschränktem und verteuertem Netzausbau („Smart“ und „Protest“), wo dennoch mehr als doppelt so hohe Investitionen in Stromübertragungs- als in Speichereinfrasturktur feststellbar sind. Einen Extremfall stellt dabei „2050-CSP&H2:Protest“ dar. Der Faktor von 21,2 resultiert aus dem Zusammentreffen zweier Umstände: Erstens, durch die Nutzung von Solarstromimporten mit den damit verbundenen Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Trassen stehen mehr Übertragungsleitungen für Investitionen zur Verfügung (die Ausbaurestriktion in „Protest“ und „Smart“ gilt pro Übertragungsstrecke). Gleichzeitig wird keine Ausbauplanung für Großspeicher, wie Pumpspeicherkraftwerke oder Salzkavernenspeicher durchgeführt, womit zweitens weniger Investitionsoptionen für Stromspeicher zur Verfügung stehen. Letzterer Effekt macht sich auch dadurch bemerkbar, dass unabhängig vom betrachteten Szenario die Variante „Protest“ zu weitgehend gleichen Investitionen in Speicher in Höhe von knapp 13 Mrd. € führt. Diese Investitionen erfolgen ausschließlich in Wärmespeicher von KWK-Anlagen, welche in allen dargestellten Szenarien in gleicher Weise parametrisiert sind.

Investitionen in Vanadium-Redox-Flow-Batterien finden in keinem der betrachteten Szenarien und deren Variationen statt. Diese eher als Mittelfristspeicher anzusehende zeitliche Lastausgleichsoption ist theoretisch attraktiv zum Ausgleich von Lastschwankungen innerhalb einer Woche. Die Speichertechnologie ist unter den getroffenen Kostenannahmen dafür aber zu teuer im Vergleich zu anderen verfügbaren LAO.

Im Ergebnis dieses umfassenden Szenarienvergleichs lässt sich feststellen, dass

- der räumliche Lastausgleich durch Netzverstärkung in den Modellierungen aufgrund von Kostenvorteilen aus Systemsicht prioritär genutzt wird, während Investitionen in Speicher für den zeitlichen Lastausgleich regional sehr unterschiedlich und in Abhängigkeit der erneuerbaren Stromeinspeisung stattfindet. Dabei zeigt das Verhältnis von Netzausbau zu Speicherausbau sowohl komplementäre als auch konkurrierende Wechselwirkungen.

Für eine Bewertung des Einsatzverhaltens von Lithiumbatterien als Kurzfristspeicher ist deren Betrieb im Tagesverlauf jenem von Pumpspeicherkraftwerken in Abbildung 48 für die Szenarien „2030-Base“ (links) und „2050-Base:Smart“ (rechts) gegenübergestellt. In den jeweiligen Teilgrafiken repräsentiert die Farbintensität jeweils die Häufigkeitsverteilung der Lade- bzw. Entladeleistung zu einer bestimmten Tagesstunde, bewertet für alle Tage eines Jahres.

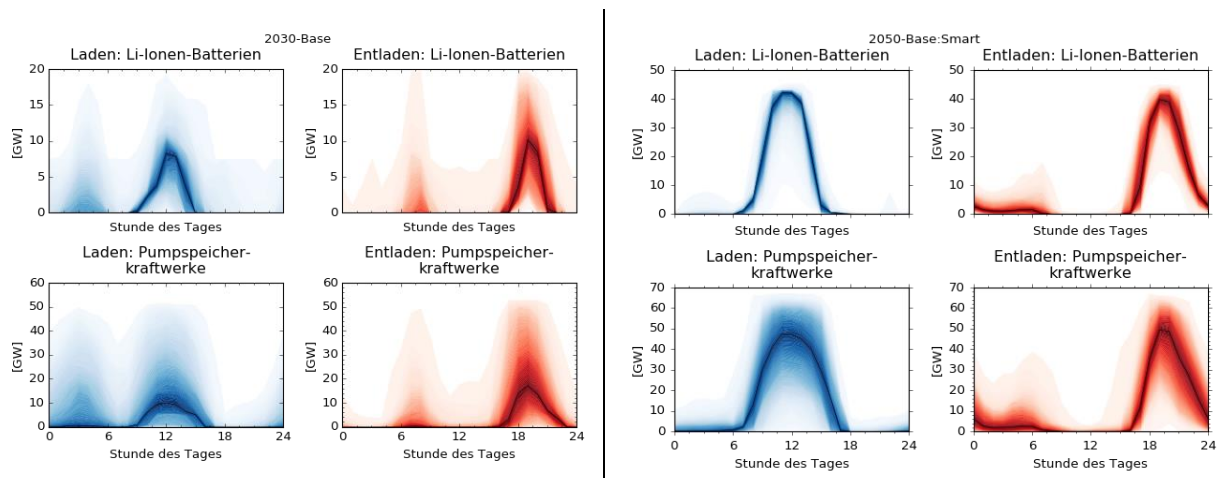


Abbildung 48: Lade- und Entladeverhalten von Lithiumbatterien und Pumpspeicherkraftwerken in „2030-Base“ (links) und „2050-Base:Smart“ (rechts)

Werden die Zeitpunkte von Laden und Entladen für beide Technologietypen miteinander verglichen, lässt sich feststellen, dass ersteres technologieunabhängig in der Regel zur Mittagszeit um 12 Uhr geschieht, während der Speicher zumeist zwischen 19 und 24 Uhr wieder entladen wird. Ebenso treten in „2030-Base“ in den Morgenstunden vor 6 Uhr Lade- bzw. danach Entladespitzen auf, welche aber eine wesentlich höhere Saisonabhängigkeit aufweisen. Der Mittelwert liegt daher in diesem Bereich auch meist nahe der Null.

Im Vergleich dazu zeigen die Mittelwerte der Entladekurven von „2050-Base:Smart“, dass hier auch in den Morgenstunden teilweise noch Energie aus den Speichern entnommen wird. In dieser Szenariovariante wird allerdings auch eine stärkere Differenzierung der beiden Technologien voneinander ermöglicht. Im Falle der Lithium-Ionen-Batterien zeigt die starke Konzentration der Ladekurven um den Mittelwert, dass diese zumeist vollgeladen und ebenso vollentladen werden. Dies begründet sich zum einen durch deren höheren Wirkungsgrad und die kleinere Speichergroße im Vergleich zu den Pumpspeicherkraftwerken. Durch die in der Regel größere Speicherkapazität bieten letztere ein größeres Spektrum möglicher Ladezustände. Dies hat zur Folge, dass die Kurzfristspeicher so dimensioniert sind, dass sie offenbar unabhängig vom saisonabhängigen Dargebot an Überschüssen aus der Stromerzeugung aus fEE voll zyklisiert werden können. Die verbleibenden, im Jahresverlauf schwankenden Überschüsse werden dann in den Pumpspeicherkraftwerken gespeichert. Veranschaulicht wird dies durch deren stärkere Streu-

ung der auftretenden Lade- und Entladeleistungen in der rechten Teilgrafik von Abbildung 48. Im Ergebnis lässt sich aus dem Vergleich der zwei Szenarienvarianten schlussfolgern, dass

- sich die Zeitpunkte von Laden und Entladen für beide Speichertypen nicht unterscheiden, sich aber relevante Unterschiede beim Ladezustand und beim täglichen Einsatz aufgrund der Speichergröße ergeben. Die beiden Szenarienvarianten unterscheiden sich deutlich in den Speicherleistungen aufgrund unterschiedlicher Annahmen zur Möglichkeit von Speicher- und Netzausbau.

6.2.9 *ROLLE VON GASGEFEUERTEN KRAFTWERKEN*

Gasgefeuerte Kraftwerke spielen eine zentrale Rolle für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung in Situationen mit hohen residualen Lasten, d.h. bei niedriger Stromeinspeisung aus fEE und gleichzeitig hoher Last. Insofern bei Minimierung der Systemkosten in solchen Situationen alternative Lastausgleichsoptionen die Stromversorgung einer bestimmten Region nicht gewährleisten, fungieren Gasturbinenkraftwerke in den analysierten Szenarien als Backup-Technologie. Die gesamte zugebaute Stromerzeugungskapazität dieser Kraftwerke wird daher auch als Indikator für das Einsatzpotential von Lastausgleichsoptionen herangezogen (vgl. 2.2.2).

Aus mikroökonomischer Perspektive sind Gasturbinenkraftwerke in Szenarien mit hohen Anteilen der Stromerzeugung aus fEE die preissetzenden Kraftwerke, insofern die Beibehaltung eines reinen Energy-Only-Marktes unterstellt wird. Dies bringt allerdings die Herausforderung mit sich, dass Gaskraftwerke mit ihrer vornehmlichen Backup-Funktion nur auf sehr geringe Einsatzzeiten im Jahr kommen. Veranschaulicht wird dies in Abbildung 49. Gasturbinenkraftwerke kommen im Mittel über alle Regionen und Szenarienvarianten zwar auf ca. 1.600 Volllaststunden pro Jahr, die Ausnutzung liegt in wenigen Szenarien (insbesondere jenen mit hohen Übertragungskapazitäten) und auch in mehreren Regionen jedoch auch deutlich unter 1.000 bzw. deutlich über 3.000²⁸ Volllaststunden pro Jahr.

²⁸ Hierbei handelt es sich vorwiegend um die Szenarien des Jahres 2050, die zur Bewertung des Einflusses der Modellierungsmethodik zur Bestimmung der Leistungsflüsse genutzt werden. Hier liegen die angenommen Übertragungskapazitäten des Startnetzes zum Teil deutlich über denen, die für die sonstigen Szenarioanalysen genutzt werden.

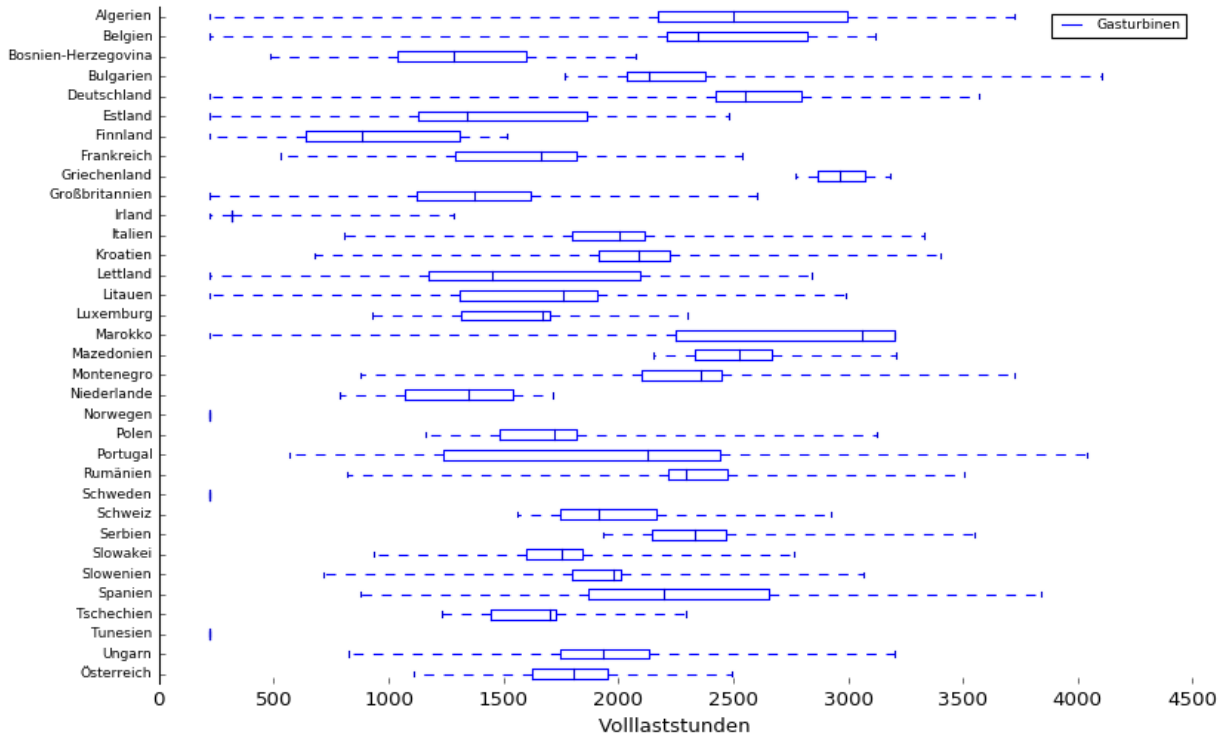


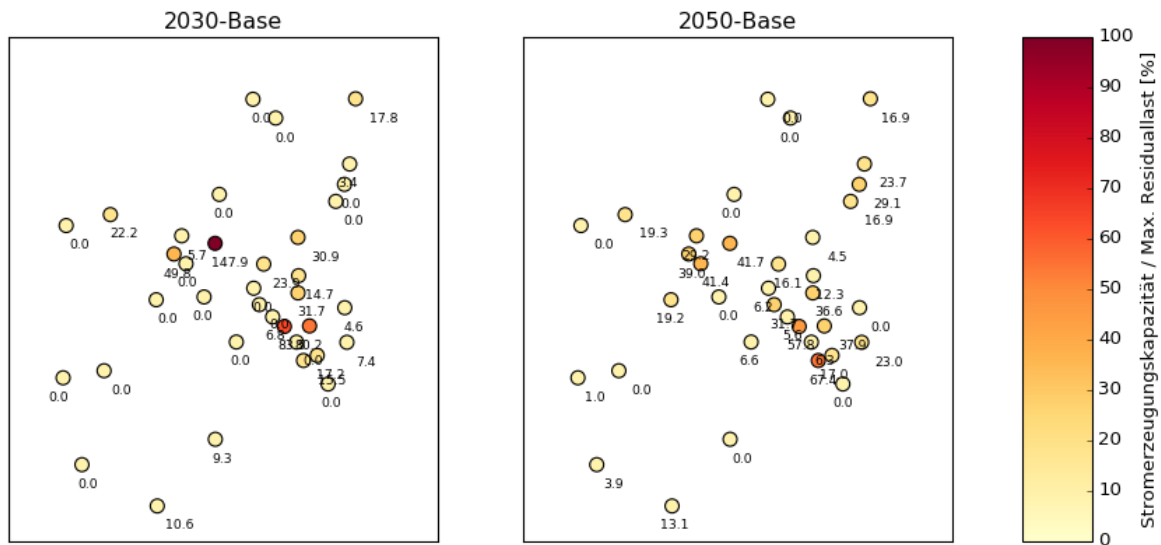
Abbildung 49: Volllaststunden von Gasturbinenkraftwerken nach Regionen in allen untersuchten Szenarien (n=46)

Zur Integration von fEE in die Stromversorgung kommt Gasturbinenkraftwerken eine wichtige Rolle zu, da sie bei geeigneter Dimensionierung und räumlicher Verteilung zur Vermeidung von Netzausbau beitragen können. In den vorliegenden Szenarien gilt dies vor allem beim Vergleich der Szenarien des Jahres 2030 und 2050, da im ersten Zieljahr noch ein signifikanter Anteil an zentralen und grundlastfähigen Großkraftwerken vorhanden ist und in den Szenarien für 2050 noch keine vollständig treibhausneutrale Stromversorgung basierend auf 100 % erneuerbaren Energien unterstellt wird.

Wie in Kapitel 6.2.6 gezeigt, reduziert sich beim Vergleich der Szenarien „2030-Base“ und „2050-Base“ unabhängig vom verwendeten Ansatz zur Bestimmung der Leistungsflüsse in REMix der resultierende Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität. Grund hierfür ist vor allem

1. die bedarfsgerechtere räumliche Verteilung der Backup-Kraftwerke in „2050-Base“, während
2. gleichzeitig durch die unterstellte Sterbelinie von Bestandskraftwerken die installierte Stromerzeugungskapazität von thermischen Kraftwerken gegenüber „2030-Base“ reduziert ist.

Zur Veranschaulichung des ersten Punktes ist in Abbildung 50 die Verteilung von Gasturbinenkraftwerken in Europa in den Szenarien „2030-Base“ und „2050-Base“ dargestellt. Die Punkte in den beiden Teilgrafiken repräsentieren dabei jeweils eine Region, wobei ihre Färbung die Größe der installierten Stromerzeugungskapazität angibt. Um die Ausprägungen für die Regionen mit hohem und geringem Jahresstromverbrauch bzw. Maximallast vergleichen zu können, ist die Stromerzeugungskapazität jeweils mit dem Maximalwert der Residuallast normiert. Zusätzlich



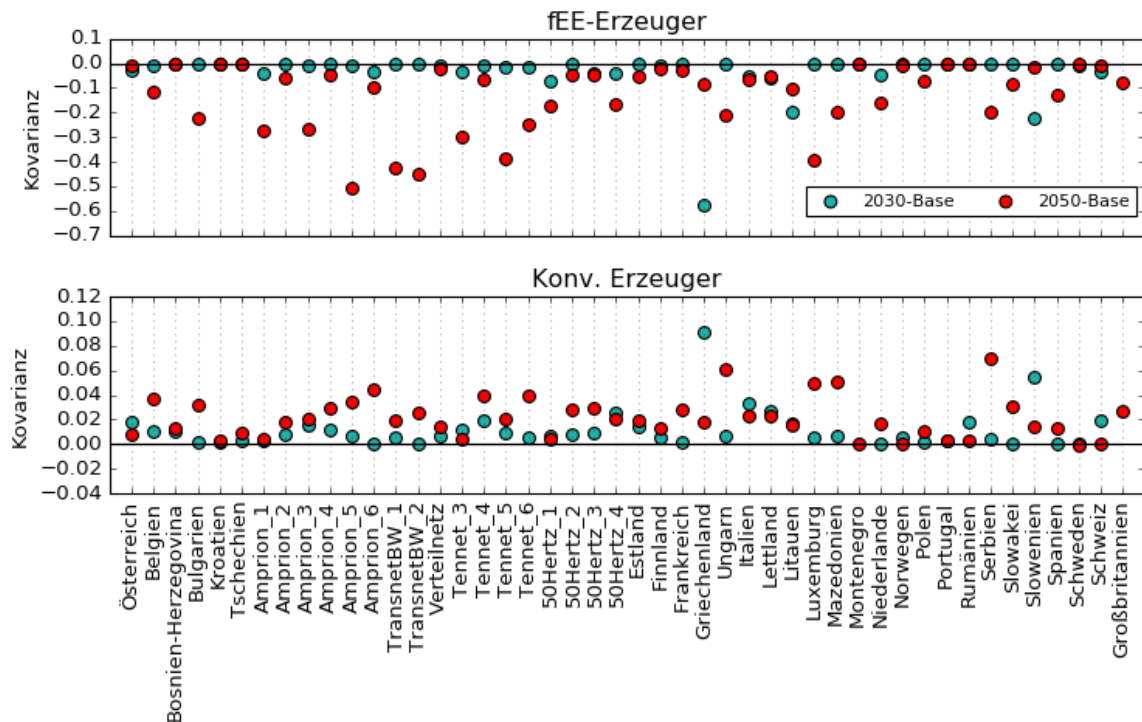


Abbildung 51: Kovarianz der auf die maximale Residuallast normierten Stromerzeugungszeitreihen für fEE (oben) und konventionelle Kraftwerke (unten)

Im Fall der konventionellen Stromerzeuger, zu denen hier alle thermischen Kraftwerke unter Nutzung von fossilen oder nuklearen Brennstoffen zählen, zeigt sich in der Regel eine Korrelation mit der Residuallast. D.h., die konventionellen Stromerzeuger sind vorwiegend dann in Betrieb, wenn die Residuallast positiv ist. Da der Anteil der Stromerzeugung aus diesen Kraftwerken gegenüber fEE vor allem in „2050-Base“ deutlich geringer ist (ca. 500 TWh in 2050 versus ca. 1.500 TWh in 2030), ergeben sich in der unteren Teilgrafik wesentlich geringere Amplituden als in der oberen. Trotz der knapp 1.000 TWh geringeren Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken, zeigen die Datenpunkte für „2050-Base“ gegenüber „2030-Base“ eine höhere Kovarianz. Folglich produzieren die konventionellen Erzeuger im Jahr 2050 häufiger Strom, wenn positive Residuallasten auftreten. Es kann also geschlossen werden, dass deren Einsatz in „2050-Base“ bedarfsgerechter erfolgt als in „2030-Base“. Ursache hierfür ist der deutlich größere Anteil an Stromproduktion aus Gasturbinenkraftwerken in „2050-Base“ (ca. 100 TWh mehr als in „2030-Base“). Bezüglich der langfristigen Rolle von Gasturbinenkraftwerken in zukünftigen Energiesystemen kann festgestellt werden, dass

- ihr sowohl zeitlich als auch räumlich bedarfsgerechter Einsatz wesentlich zur Integration der hohen Stromerzeugungsanteile der fEE in „2050-Base“ beiträgt. Die räumliche Komponente scheint dabei ein wesentlicher Faktor für den insgesamt im Szenario „2050-Base“ ermittelten, gegenüber „2030-Base“ reduzierten Netzausbaubedarf zu sein.

6.3 MODELLIERUNGEN DES VERTEILNETZES ^(IEE)

6.3.1 BATTERIEEINSATZ ZUR SPANNUNGSREGELUNG

Zur Analyse von Spannungshaltung durch Batterien im Verteilnetz wurde das bereits beschriebene generische Mittelspannungsnetz genutzt. Hier wurden zwei exemplarische Fälle untersucht:

- Eine PV-Anlage von 3 MW mit einer Batterie wird in Strang A, Knoten 15 angeschlossen.
- Eine Windkraftanlage von 3 MW mit einer Batterie wird in Strang A, Knoten 15 angeschlossen.

Zur Einbindung der Batterie in die Netzsimulation wurde ein Batterie-Kennlinienmodell angepasst und in pandapowerPro integriert. Die Funktionsweise der $P(U; SOC)$ -Kennlinie ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Das Modell sieht eine Beladung der Batterie vor, wenn die Spannung einen Wert von 1,04 überschreitet, eine Entladung bei weniger als 0,95 und ein Ausgleichsladevorgang zwischen diesen Werten. Die Ausgleichsladung soll die Batterie bei normalen Netzbedingungen wieder in einen Zustand versetzen, in dem sie beide Funktionsweisen, Spannungsverringerung und Spannungserhöhung, wieder durchführen kann.

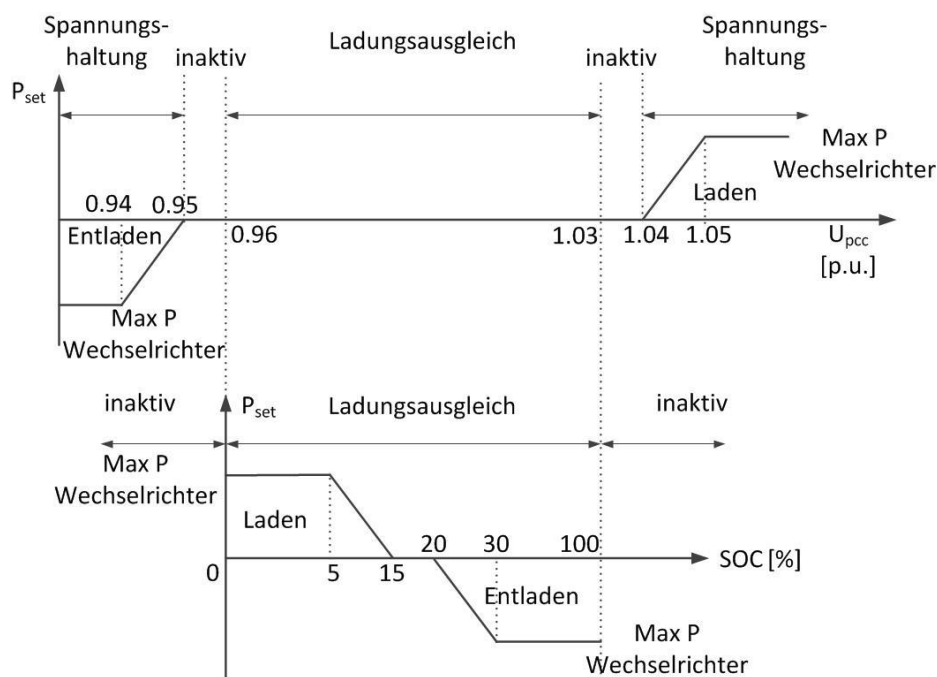


Abbildung 52: Batterie Kennlinie zur Spannungshaltung am Netzanschlusspunkt

Zur Dimensionierung der Batterie wurde eine zeitreihenbasierte Jahressimulation mit einer großen Kapazität von 10 MWh durchgeführt. Die unter diesen Bedingungen maximal genutzte Kapazität wurde dann der in diesem Netz installierten Batteriekapazität gleichgesetzt und für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung zu Grunde gelegt. Der zeitliche Verlauf der Spannung, die Nutzung der Batterie und deren Füllstand sind anhand eines Tagesprofils in den folgenden Abbildungen dargestellt.

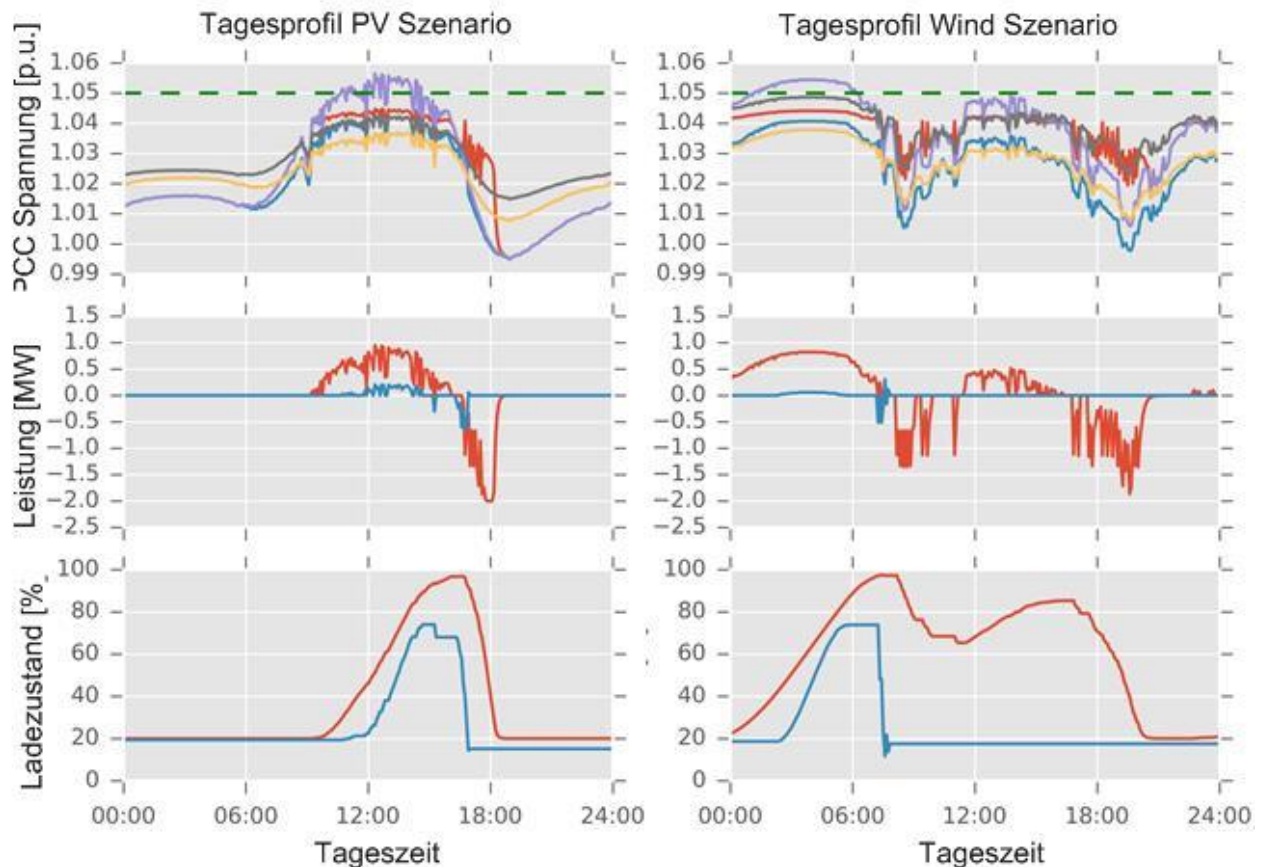


Abbildung 53: Ergebnisse aus der Simulation für einen Beispieltag. Links für eine PV-Anlage, rechts für ein Windsystem. Oben ist die Spannung am Netzknoten dargestellt (violett). Die anderen Linien repräsentieren die unterschiedlichen Maßnahmen zur Spannungsreduktion (rot: Batterie, grau: Netzverstärkung, gelb: \cos_{ϕ} & Netzverstärkung, blau: \cos_{ϕ} & Batterie). Die Abbildungen darunter zeigen das Verhalten der Batterie: Lade- und Entladeleistung (Mitte) und der Speicherfüllstand (unten)

In den zwei oberen Grafiken zeigen die violetten Linien die Situation ohne den Einsatz weiterer Maßnahmen. Es ergeben sich Spannungsverletzungen durch Überschreiten der Grenze (grün gestrichelte Linie). Die roten Linien stellen den Einsatz einer Batterie dar, während die blauen Linien die Batterie mit einer \cos_{ϕ} -Regelung (Regelung des Wirkfaktors als Verhältnis von Wirkleistung zu Scheinleistung) beschreiben. Weitere untersuchte Maßnahmen sind konventioneller Netzausbau (grau) und konventioneller Netzausbau unter Einbindung von \cos_{ϕ} -Blindleistungsregelung (gelb). In der Simulation ist erkennbar, dass alle Maßnahmen zu einer Reduzierung der Spannung führen. Die Ergebnisse für die Batterienutzung in den mittleren und unteren Abbildungen zeigen, dass die Batterie etwa ein bis zwei Zyklen an dem Beispieltag durchläuft. Ohne \cos_{ϕ} -Regelung wird die Batteriekapazität aufgrund der Dimensionierung bis zu 100 % genutzt, während eine kombinierte Anwendung mit der \cos_{ϕ} -Regelung 20 % weniger Batterieladung benötigt.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde einmal mit konstanten Wirkfaktoren \cos_{ϕ} und einmal ohne durchgeführt. Abbildung 54 zeigt die Methode zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit von Batteriesystemen im Vergleich mit alternativen Netzausbaumaßnahmen.

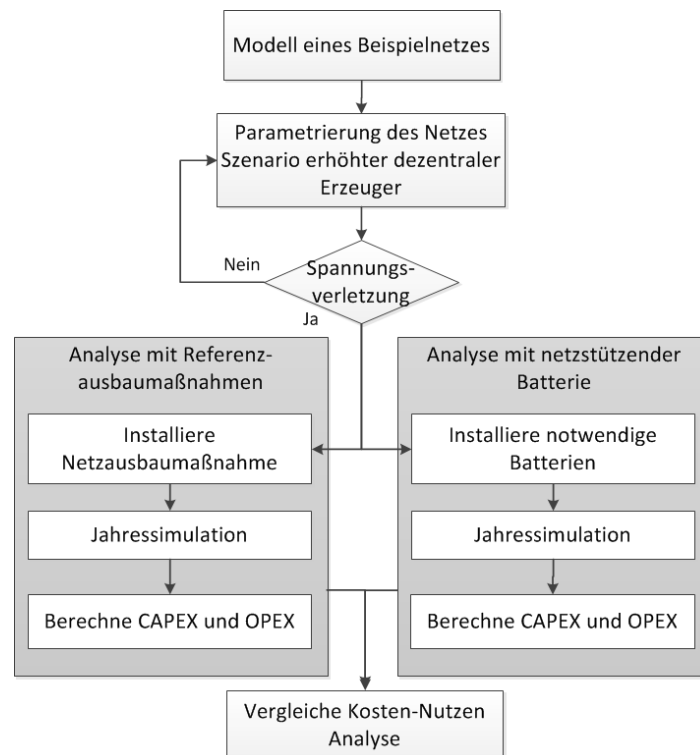


Abbildung 54: Methode zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit von Batteriesystemen im Vergleich mit Alternativen

Zur Berechnung der Annuitäten werden Kosten und Annahmen aus der Agora-Studie [59] der RWTH Aachen genutzt. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse sind in den folgenden Abbildungen dargestellt. Hier werden sowohl für das PV- wie auch für das Windszenario fünf verschiedene Netzausbaustrategien verglichen, wobei die Batterieszenarien zusätzlich nach Bleibatterien und Lithium-Ionenbatterien unterschieden werden. Die Ergebnisse sind Abbildung 55 und in Abbildung 56 gegenübergestellt.

Es zeigt sich, dass bei der Spannungshaltung im Falle des angenommenen Zubaus von PV- und Windkraftanlagen die Nutzung von Bleibatterien mit Kosten von unter 300.000 € einen Kostenvorteil zum Netzausbau generieren kann. Allerdings bestehen im heutigen Strommarkt nicht die Voraussetzungen zur Nutzung eines Batteriespeichers durch den Netzbetreiber selbst. Eine Batterienutzung mit ausschließlicher Netzanwendung (wie die hier gezeigte Spannungshaltung) ist möglich, aber bei den angenommenen Batteriekosten noch nicht wirtschaftlich. Die derzeitige Anreizregulierung, die hier in den Modellierungen nicht berücksichtigt ist, wird den Netzbetreiber eher zur Wahl von konventionellen Netzausbaumethoden führen. Der Einkauf solcher Flexibilität als Dienstleistungen vom Netzbetreiber ist ebenfalls noch nicht in den bestehenden Anreizen abgebildet. Somit ist ein Geschäftsmodell entsprechend den Modellierungen noch nicht realisierbar, sollte aber in Zukunft, wenn die Batteriepreise weiter deutlich sinken, als Option zur Erhöhung der Kosteneffizienz in Betracht gezogen werden.

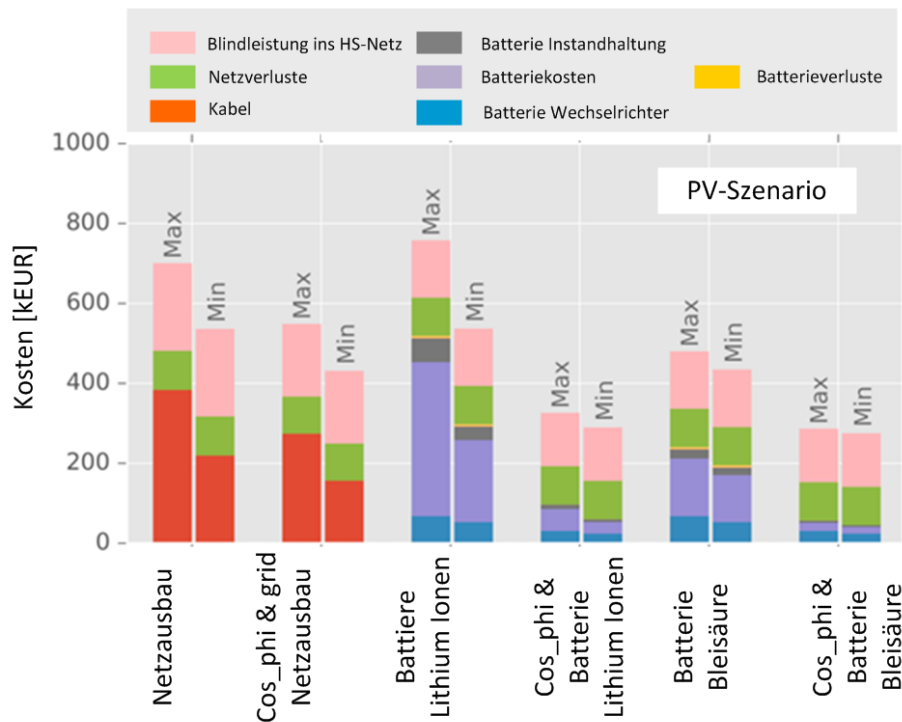


Abbildung 55: Ergebnisse der Kostenberechnung für das PV-Szenario für die untersuchten Spannungshaltungsmaßnahmen bzw. Netzausbau

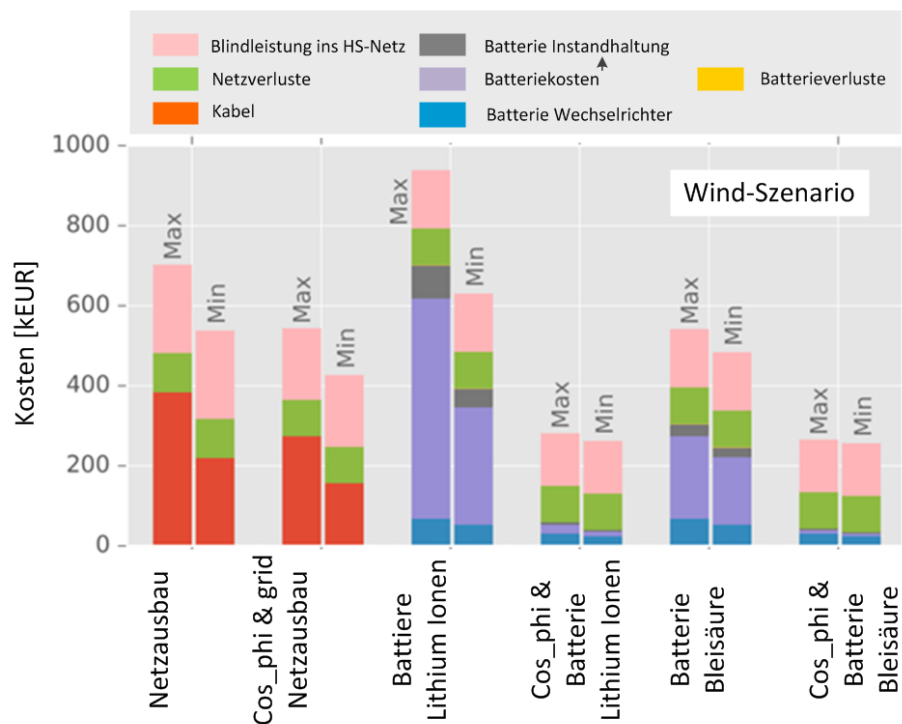


Abbildung 56: Ergebnisse der Kostenberechnung für das Wind-Szenario für die untersuchten Spannungshaltungsmaßnahmen bzw. Netzausbau

Eine ausführliche Diskussion der Analyse und Ergebnisse wurde auch im Rahmen einer Konferenzveröffentlichung [60] präsentiert.

6.3.2 SEKTORENÜBERGREIFENDE WORST-CASE ANALYSE ZUR NETZBELASTUNG

Zubau von PV-, Windanlagen und Standardlasten

Der Gesamtzubau von Erzeugungsanlagen in einem Netzgebiet wird durch ein Herunterbrechen der Szenarien des deutschen Kraftwerksparks vorgegeben (vgl. 5.5.3). Dabei werden die Gesamtzubauraten von Photovoltaik und Windkraft für das ausgewählte Gebiet Oberrhein konsistent zu einem nationalen Ausbauziel bereitgestellt. Für das Jahr 2030 wurde die Last auf 48 MW skaliert und Photovoltaik- und Windanlagen auf 39 bzw. 2 MW. Für das Jahr 2050 wurde die Last auf 36 MW skaliert und Photovoltaik- und Windanlagen auf 48 bzw. 11 MW. Die Zuordnung auf die einzelnen Netzknoten wurde mit Hilfe einer Probabilistik durchgeführt. Diese beinhaltet sowohl eine Verteilungsfunktion für die installierten Leitungen, als auch eine randomisierte Zuordnung der einzelnen Anlagen auf die Netzknoten. Die Leistungsverteilung wird durch eine Gauß-Funktion dargestellt mit den Parametern (30,70,0), angelehnt an Daten aus [61]. Für die Windkraftanlagen werden diskrete Werte von (2 MWp, 3 MWp, 4 MWp, 5 MWp) zufällig gleichmäßig ausgewählt. Hierbei kann es zu einer geringen Abweichung von der prognostizierten installierten Gesamtleistung kommen, da die Installation von „halben“ Windkraftanlagen nicht möglich ist. Windkraftanlagen werden ausschließlich an Mittelspannungsknoten zufällig angeschlossen ohne die Berücksichtigung von Windvorrangflächen. Bei den Photovoltaikanlagen wird angenommen, dass Anlagen bis zu einer Größe von 300 kW direkt in der Niederspannungsebene, größere Systeme in der Mittelspannungsebene angeschlossen werden. Da hier keine Niederspannungsnetze simuliert werden, werden die einzelnen Niederspannungsanlagen mit einer zufälligen NS/MS-Station verknüpft und dort aggregiert. Als Gleichzeitigkeitsfaktoren wurden für die Last 0,6 und 0,15, für die Windanlagen 0 und 1,0 sowie für die Photovoltaik 0 und 0,75 als Werte jeweils für den Starklast- und den Einspeisefall angenommen.

Elektrofahrzeuge

Um den Effekt der Integration von Elektrofahrzeugen zu bewerten, erfolgen zunächst Untersuchungen zum Ladeverhalten. Im Rahmen von [62] wurden im Labor gemessene Ladeprofile von verschiedenen Elektroautos mit unterschiedlichen Ladeleistungen und Ladeprofilen ausgewertet. Mit Hilfe der Studie „Mobilität in Deutschland (MiD)“ [63], die das Fahrverhalten in Deutschland abbildet, wurden daraus Jahreszeitreihen entwickelt. Diese werden in der Netzsimulation genutzt, um Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektroautos im Starklastfall in Niederspannungsnetzen herzuleiten.

Unter Voraussetzung, dass sich das Fahrverhalten in Deutschland mit der Einführung von Elektroautos nicht ändert und diese hauptsächlich dezentral zu Hause geladen werden, ergeben sich die in der folgenden Abbildung dargestellten Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladeleistungen von 2,7 bis 22 kW in Abhängigkeit der Fahrzeuganzahl [64].

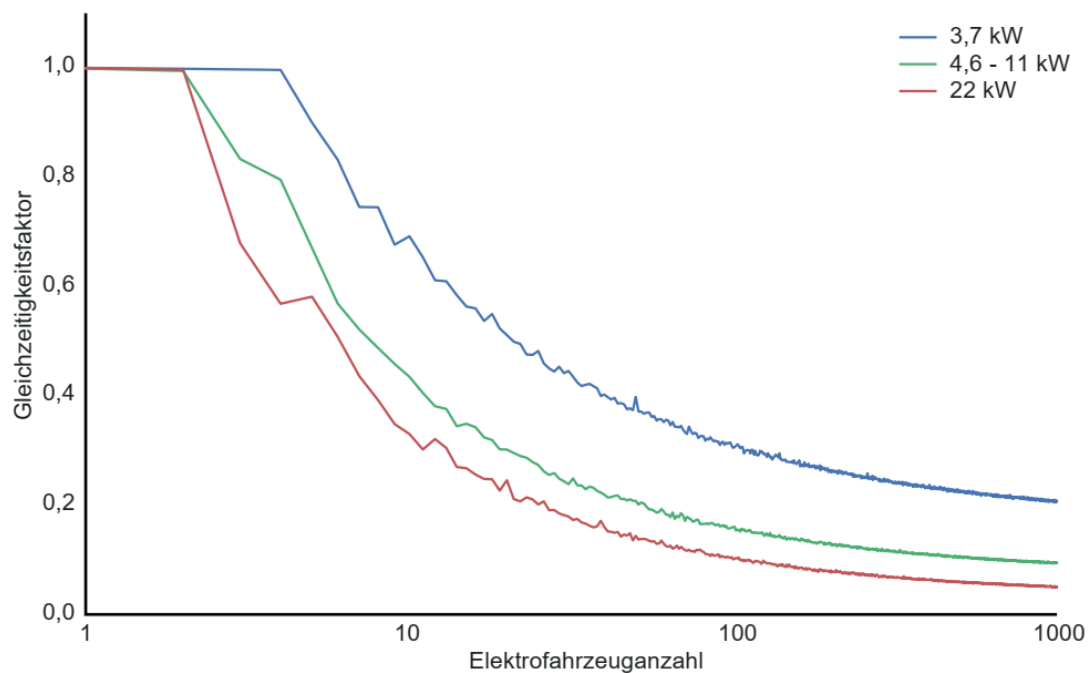


Abbildung 57: Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektrofahrzeuge bei unterschiedlichen Ladeleistungen als Funktion der Anzahl von Elektrofahrzeugen [9]

Für die Verteilnetzausbausimulation werden die Einzelfahrzeuge an die NS/MS-Stationen zufällig verteilt. Es wird von reinen Batteriefahrzeugen ausgegangen. Die Leistungsverteilung wird für zwei Fälle untersucht. Im Fall a) wird die Ladeleistung zu 25 % mit 11 kW und zu 75 % mit 3,7 kW und im Fall b) zu 25 % mit 11 kW und zu 75 % mit 22 kW angenommen. Größere Ladeleistungen müssten direkt in der Mittel- oder sogar in der Hochspannung angeschlossen werden, weshalb sie im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden.

Batterie-Speichersysteme

Speichersysteme im Verteilnetz werden im Folgenden in Form der Nutzung von Batterien modelliert. Es werden unterschiedliche Anwendungsfälle betrachtet, die bereits heute marktreif sind. Zunächst werden kleine Batteriesysteme als Teil von sogenannten PV-Batteriesystemen für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe direkt in der Niederspannung modelliert und in der Simulation kumuliert an den NS/MS-Stationen angeschlossen. Dabei wird angenommen, dass ab 2016 jede zweite neuinstallierte PV-Anlage mit Batterie verkauft wird, ab 2025 sogar jede PV-Anlage. Eine weitere Annahme ist, dass dadurch die Spitzen-Einspeiseleistung der PV-Anlagen gegenüber ihrer Nennleistung um 50 % reduziert wird.

Eine weitere Batterieanwendung wird im Rahmen der Spitzenkappung von Windparks und PV-Freiflächenanlagen untersucht. Dazu wird angenommen, dass eine Batterie ab 2030 in jedem neuen Windpark bzw. jeder neuen PV-Freiflächenanlage installiert wird, um so die Einspeiseleistung auf 50 % (PV) bzw. 70 % (Wind) zu reduzieren.

Um die notwendige Batteriekapazität zu ermitteln, die für das „Peak-Shaving“ von PV- und Windkraftanlagen notwendig ist, wird mittels PV- und Windzeitreihen für verschiedene Standorte in Deutschland eine Untersuchung durchgeführt. Die Zeitreihen wurden basierend auf Daten

des Deutschen Wetterdienstes (DWD) erzeugt. Diese werden unter Annahme eines Batteriesystems und einer Regelung für alle Zeitschritte eingesetzt, um erforderliche Batteriekapazitäten zu ermitteln. Dies geschieht in zwei Schritten:

- 1) Iteration der Zeitschritte mit einer frei wählbaren Anfangskapazität zur Berechnung der notwendigen Kapazität unter Berücksichtigung der maximalen Einspeisung.
- 2) Iteration der Zeitschritte der ermittelten Kapazität zur Bestimmung des Verlaufes des Ladezustandes.

In der folgenden Abbildung sind der simulierte Verlauf der Be- und Entladung der Batterie, der Füllstand der Batterie und die Leistung am Netzeinspeisepunkt für eine PV-Zeitreihe beispielhaft für das Jahr 2017 aufgetragen. Die Einspeisung der erzeugten Leistung ist auf 30 % der Nennleistung der Anlage begrenzt.

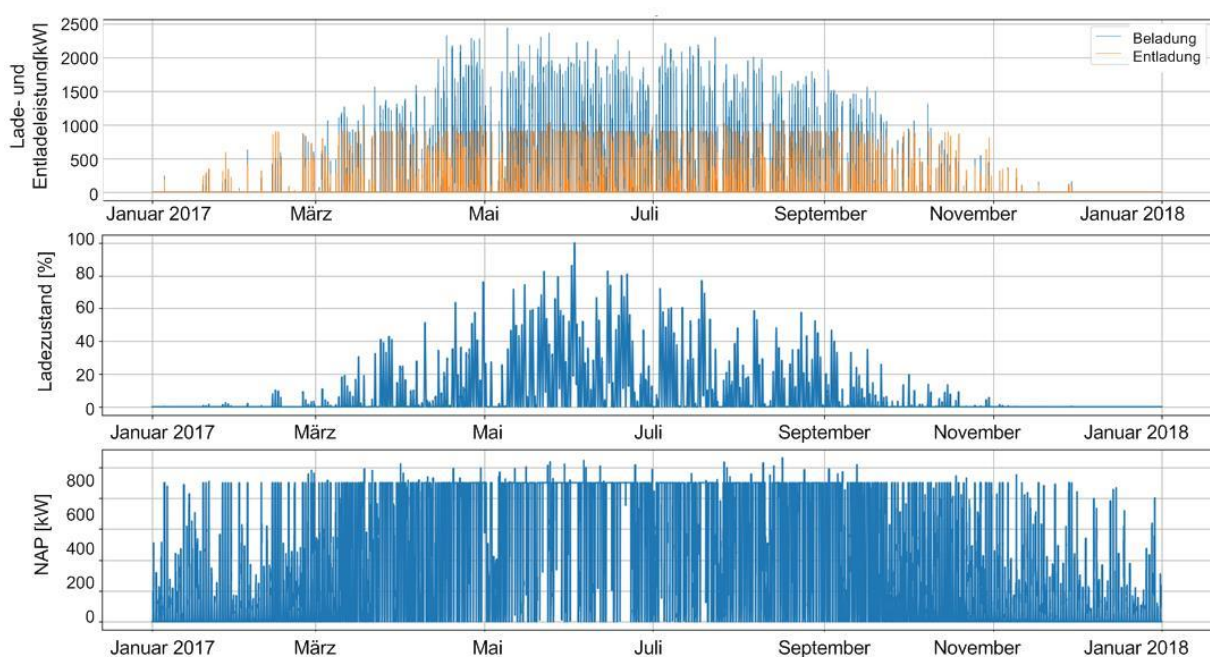


Abbildung 58: Jahreszeitreihen bei Einsatz einer Batterie an einer PV-Anlage. Oben ist die Belade- und Entladeleistung der Batterie dargestellt, in der Mitte der Füllstand und unten die Leistung am Netzeinspeisepunkt

Es wurden mit den Wetterdaten aus 14 Stationen des DWD für Wind- und Solaranlagen in ganz Deutschland die jeweils notwendige Batteriekapazität ermittelt und im folgenden Diagramm in Abhängigkeit der installierten Nennleistung der Erzeugungsanlage aufgetragen.

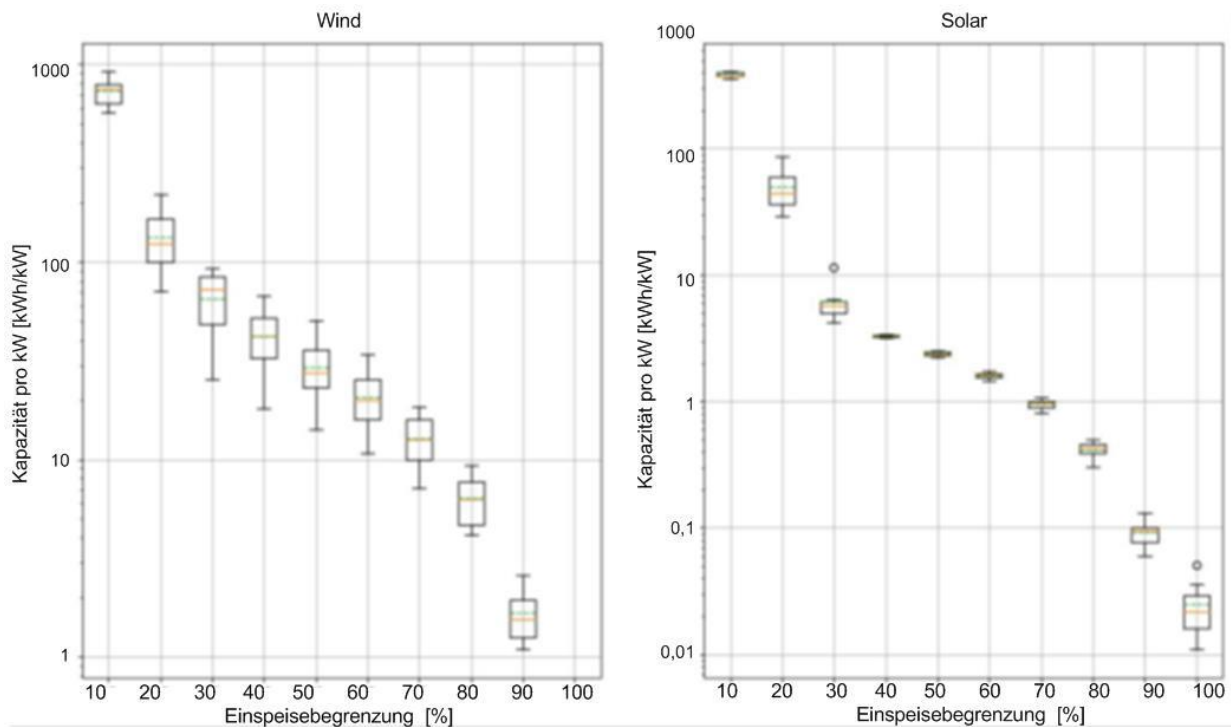


Abbildung 59: Kapazitäten für eine Batterie, die zum Peak-Shaving an einem Windpark (links) und an einer PV-Anlage (rechts) genutzt wird. Die Boxplots repräsentieren verschiedene Standorte in Deutschland. Die x-Achse beschreibt die Einspeisegrenze am Netzanschlusspunkt

Bei einer Einspeisebegrenzung für Windkraftanlagen auf 70 % der Nennleistung ergibt sich eine erforderliche Batteriekapazität von etwa 13 kWh/kW. Die Reduzierung der Einspeisung bei PV-Anlagen auf 50 % führt zu Batteriekapazitäten von etwa 2,5 kWh/kW.

Wärmepumpen

Für die im Verteilnetz installierten Wärmepumpen werden zwei Größenklassen definiert. 90 % der Wärmepumpen werden mit einer elektrischen Leistung zwischen 2 kW und 6 kW angenommen und 10 % der Wärmepumpen stellen größere Systeme zwischen 6 kW und 30 kW dar.

Die Modellierung der Wärmepumpen bildet den „schlimmsten Fall“ für real installierte Anlagensysteme ab. Dazu wird von einem Luft-Wärmepumpensystem ausgegangen, das zur Warmwasserbereitung und zur Raumheizung genutzt wird. Das System beinhaltet neben einem Pufferspeicher auch einen Heizstab als Zusatz- und Spitzenheizgerät. Die auftretenden Leistungen eines Wärmepumpensystems mit einer 2-kW-Wärmepumpe, einem Pufferspeicher und einem Heizstab in einem Einfamilienhaus wurden mit Hilfe einer Zeitreihensimulation ermittelt [65]. Es hat sich gezeigt, dass je nach Verbrauch und Außentemperatur sowohl die 2 kW elektrische Leistung, wie auch die 8 kW, also 2 kW plus Heizstabsleistung von 6 kW zum Einsatz kommen. Vor allem an kalten Wintertagen ist eine Luftwärmepumpe sehr ineffizient, was zu einem Komfortverlust (kühles Wasser, niedrigere Raumtemperatur) führen kann, so dass hier der Heizstab genutzt wird.

Für den Einspeisefall, d.h. geringer Stromverbrauch bei starker Erzeugung erneuerbaren Stroms, wird die installierte Leistung der Wärmepumpe als zusätzliche Last mit eingebunden, da auch im Frühsommer immer noch eine geringe Heizlast evtl. zusammen mit einer Warmwasserlast auftreten kann. Im Starklastfall im Winter ist, wie oben beschrieben, die Wärmepumpe aufgrund

der niedrigen Außentemperaturen extrem ineffizient, obwohl eine hohe Wärmelast zu bedienen ist. Die Auslegung des Heizstabs ist durch die gleiche Heizleistung wie die Wärmepumpe bedingt. Da ein Heizstab aber um einen Faktor 3-4 weniger effizient in der Wärmeerzeugung ist, wird bis zu viermal mehr Strom für die gleiche Heizleistung benötigt. Um den Effekt des Heizstabes genauer zu untersuchen, werden zwei Fälle verglichen. Erstens wird nur die WP-Leistung im Starklastfall mit in die Verteilnetzsimulation miteingebunden und zweitens die fünffache WP Leistung, was der maximalen Zuschaltung eines Heizstabes entspricht. Gleichzeitigkeitsfaktoren wurden aus der Untersuchung [65] entnommen und sind im Folgenden 0,8 im Starklast- und 0,2 im Einspeisefall.

Kraft-Wärmekopplungsanlagen (BHKW)

Der Ausbau von KWK-Anlagen wurde durch die Installation von eher kleinen Einzelanlagen in der Niederspannung, also wieder aggregiert an den NS/MS Stationen, simuliert. Als elektrische Leistungsverteilung wurden wärmegeführte KWK-Anlagen zwischen 1 kW und 250 kW elektrisch angenommen. In dieser Untersuchung wurde ein gasbetriebenes Blockheizkraftwerk als Kraft-Wärme-Kopplungsanlage betrachtet. Die installierte Leistung des BHKW von 4,7 kW (elektrisch) kann in drei Leistungsstufen auf einen Pufferspeicher geregelt werden und wurde im Rahmen einer Jahreszeitreihe für ein Mehrfamilienhaus simuliert. Hier wurde auch der Effekt von thermischen Speichern untersucht. Das BHKW wird nicht direkt mit der Wärmelast mitgeregelt, sondern hat eine Regelung, die einen vollen Warmwasserspeicher als Ziel hat. Die Regelung sieht auch lange Laufzeiten des BHKW vor, so dass die maximal mögliche Leistung fast nie genutzt wird. Dies liegt auch an der Dimensionierung der Anlagen, wie sie in heutigen Anwendungen üblich sind. Es hat sich gezeigt, dass das BHKW die meiste Zeit im niedrigsten Leistungsbereich zur Warmwasserbereitstellung arbeitet und selbst an kalten Tagen nur maximal die zweite Leistungsstufe nutzt.

Der in der Netzsimulation betrachtete Einspeisefall leitet sich aus der maximalen PV-Einspeisung ab. Diese findet wie beschrieben in der Regel im Frühling/Sommer statt. Die Einspeisung von BHKW-Strom ist aber mit der Heizperiode korreliert, so dass die maximale Stromeinspeisung mit dem hier definierten Starklastfall zusammenfällt. Im Starklastfall wird demnach eine Einspeiseleistung von 66 % der installierten elektrischen BHKW-Leistung angenommen. Während des Einspeisefalls wird Warmwasser bereitgestellt, so dass hier noch eine Einspeiseleistung von 33 % der installierten elektrischen Leistung als unterste Leistungsstufe des BHKW betrachtet wird. Gleichzeitigkeitsfaktoren wurden angelehnt an die Werte für Wärmepumpen im Starklastfall mit 0,8 und im Schwachlastfall mit 0,2 angenommen.

6.3.3 ERGEBNISSE DER SEKTORENGEKOPPELTEN NETZBELASTUNGSSIMULATION

Hier wird an einem Beispielnetz in der Mittelspannung aus der Region Oberrhein der sektorenübergreifende Netzausbau mit dem Zubau von Photovoltaikanlagen, Windparks, Wärmepumpen, Blockheizkraftwerken und Elektrofahrzeugen einmal einzeln und dann gemeinsam betrachtet. Es werden die Betriebsmittelüberlastungen durch Strom und Spannung für Kabel und Transformatoren ausgewertet. Eine zweite Art der Darstellung der Netzbelastung ist die summierte Anzahl der Grenzwertverletzungen. Diese wird für die weiteren Ergebnisdarstellungen genutzt.

Für jede Simulation werden mindestens 20 Iterationen mit zufälliger Wahl der Anlagenleistungen und Anlagenplatzierung unter den oben genannten Bedingungen gerechnet. Als Benchmark werden für die Spannung 3 % Grenzwertüberschreitung angenommen. Der Wert wurde bewusst dem 5 %-Wert

vorgezogen, da hier die Niederspannungsnetze nicht einzeln betrachtet werden. Als Überlastung wird ein Wert von mehr als 100 % in der Auslastung sowohl für Transformatoren als auch für Kabel angenommen. Im Folgenden werden die Ergebnisse zunächst einzeln betrachtet, abschließend wird der Gesamteinfluss abgeleitet.

Ergebnisse für PV, Windkraft und Lasten

In der nachfolgenden Abbildung sind für das Beispielnetz die detaillierten Ergebnisse für Grenzwertverletzungen der Spannung und für die Betriebsmittelauslastung aufgrund des Zubaus an Wind- und PV-Anlagen für die Jahre 2016, 2030 und 2050 wiedergegeben. Dargestellt sind Ergebnisse für einen zufälligen Durchlauf mit einer bestimmten Verteilung von Leistungen an Netzknoten für den Einspeisefall. Im Starklastfall gibt es unter Betrachtung der Standardlasten im gesamten Netz keine Grenzwertverletzungen. Die exogen vorgegebenen Szenarien aus der Energiesystemanalyse sehen sogar aufgrund von Effizienzverbesserungen bei den klassischen Verbrauchern langfristig einen deutlichen Lastrückgang vor. In der Abbildung sind links die Spannungswerte der einzelnen Stränge des Netzes zu sehen. Im Jahr 2016 kann das Netz auch im Fall maximaler Einspeisung den Strom aufnehmen. Im Jahr 2030 kommt es in einem Strang zu Spannungsverletzungen, während im Jahr 2050 zwei Stränge stark und ein Strang am Ende stark durch die Einspeisung belastet sind. Eine Betriebsmittelüberlastung (Verletzung der Auslastungsgrenzen z.B. 100 %) findet ohne Netzausbaumaßnahmen erst im Jahr 2050 statt. Die Verletzungen werden vor allem durch den angenommenen Zubau von einzelnen Windkraftanlagen hervorgerufen. Im Jahr 2030 wird eine Windkraftanlage neu installiert, während im Jahr 2050 etwa 3 bis 5 im betrachteten Netzgebiet vorhanden sind. In den folgenden Abschnitten wird auf diese detaillierte Darstellung verzichtet und die Gesamtanzahl an Verletzungen zur weiteren Analyse als Ergebnis betrachtet. Es soll darauf aufbauend untersucht werden, wie sich die Ergebnisse durch eine sektorenübergreifende Betrachtung verändern.

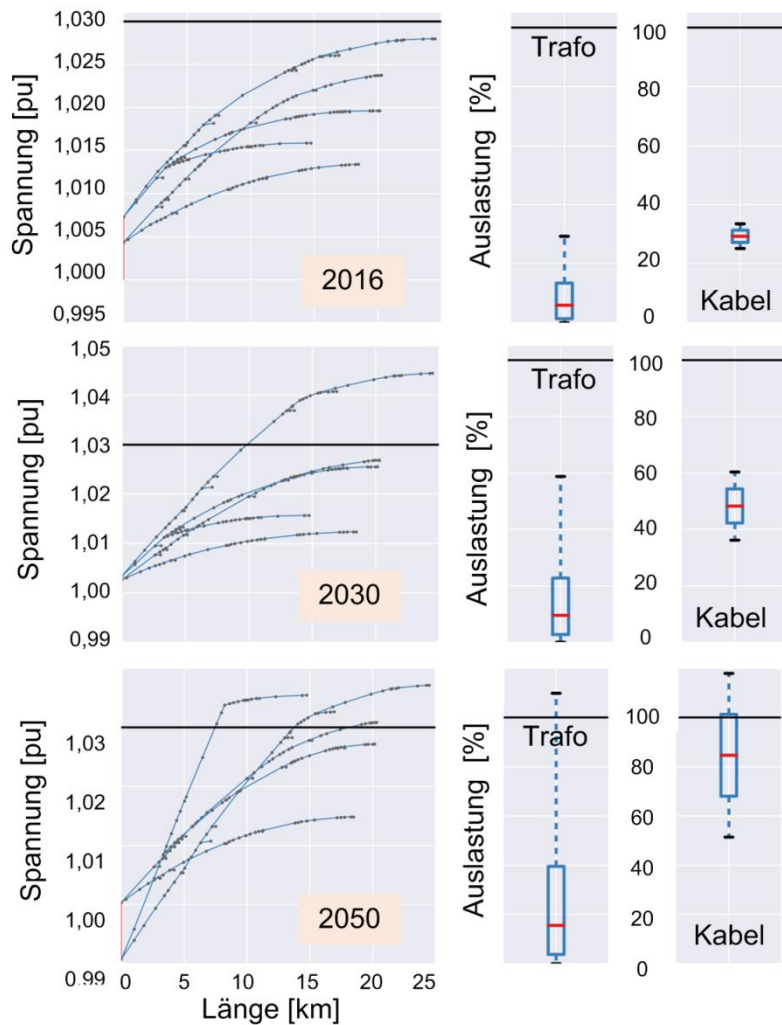


Abbildung 60: Links: Spannungswerte an den Netzknoten des Mittelspannungsnetzes als Funktion des Knotenabstands zum Umspannwerk. Mitte und rechts: Auslastung von Kabeln (Werte aller Kabel sind als Boxplot dargestellt) und Transformatoren (Werte stellen die Belastung von 2 Transformatoren dar) des Mittelspannungsnetzes. Die Werte sind jeweils für drei verschiedene Jahre für den Einspeisefall dargestellt. Grenzwertverletzungen werden durch den Vergleich mit Grenzwerten (schwarze Linien) ermittelt. Hier werden nur eine Lastentwicklung und der Zubau von PV- und Windanlagen berücksichtigt.

Ergebnisse für KWK/BHKW-Anlagen

Die Simulation wurde für 20 Iterationen für alle drei Stützjahre durchgeführt. Die Boxplots beinhalten alle möglichen Grenzwertverletzungen von Kabeln, Knoten und Transformatoren. Der rote Strich stellt die maximale Anzahl an Grenzwertverletzungen ohne BHKW dar. Im Starklastfall und im ersten Stützjahr sind keine Verletzungen aufgetreten (nicht abgebildet). Die Anzahl der Verletzungen im Einspeisefall erhöht sich von 2030 und 2050 nur leicht um etwa 5 bis 10 im Vergleich zum vorherigen Fall, in dem nur Wind- und PV-Einspeisungen berücksichtigt sind. Zu beachten ist, dass die Vorgabe aus der zielorientierten Energiesystemmodellierung einen starken Zubau in den nächsten 14 Jahren bedeutet, während danach die Zahl der BHKW quasi stabil bleibt.

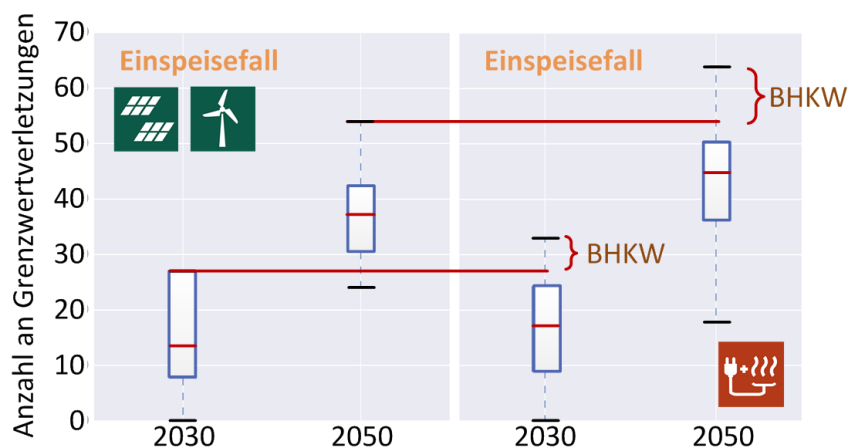


Abbildung 61: Anzahl der Grenzwertverletzungen für den Einspeisefall (links) und unter Hinzunahme des Effekts von Blockheizkraftwerken (BHKW) (rechts) jeweils für die Zukunftsjahre 2030 und 2050

Ergebnisse für Wärmepumpen

Die Übertragung der Ergebnisse der Energiesystemanalyse mit REMix ergibt für das Jahr 2016 etwa ein bis zwei installierte Wärmepumpen im betrachteten Netzgebiet. Die vorgegebene neu installierte Anzahl von Wärmepumpen liegt 2030 bei 1.190 und 2050 bei 1.794. Wie bei den BHKW wird bis 2030 zunächst ein starker Anstieg projiziert. Die Untersuchung des Effekts mit einfacher installierter Wärmepumpenleistung ist links, mit Wärmepumpe und Heizstab rechts in der folgenden Abbildung für den Starklastfall dargestellt. Es zeigt sich im direkten Vergleich, dass dezentrale Wärmepumpen mit einfacher elektrischer Leistung nicht unbedingt zu einer großen Anzahl von Netzproblemen führen müssen. Hier ist die netzdienliche Regelung des Heizstabes als Spitzenlastgerät wichtig zu beachten. Der unregelmäßige Einsatz eines Heizstabes mit vergleichbarer Wärmeleistung führt schnell zu dreistelligen Grenzwertverletzungen im Verteilnetz. Die Unsicherheiten im genauen Zubauort, bzw. im Zubauknoten, die durch Fehlerbalken dargestellt sind, sind bei vielen kleinen Anlagen gering, so dass hier nur die konkrete Anzahl einen sensiblen Parameter darstellt. Auffällig ist noch der Rückgang der Grenzwertverletzungen im Jahr 2050 für Wärmepumpen ohne Heizstab. Dies ist in den Vorgaben der Szenarien begründet. Von 2030 auf 2050 werden noch 600 neue Wärmepumpen zugebaut. Diese können durch den Rückgang der übrigen elektrischen Last in dem Netzgebiet allerdings ohne weitere Verletzungen zu erzeugen integriert werden.

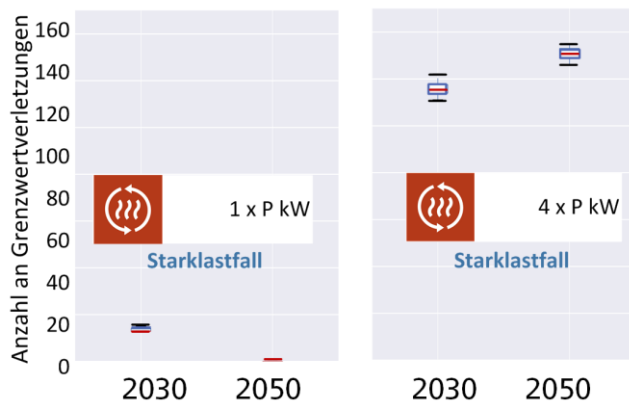


Abbildung 62: Anzahl der Grenzwertverletzungen für den Starklastfall in den Jahren 2030 und 2050 unter Hinzunahme des Effekts von Wärmepumpen. Links wird die Leistung der Wärmepumpe allein zugrunde gelegt während rechts ein Heizstab mit berücksichtigt wird

Ergebnisse für Elektrofahrzeuge

Die Übertragung der Szenarien der Energiesystemanalyse ergibt für das vorliegende Netzgebiet eine Anzahl von Elektrofahrzeugen von 671 für 2030 und 2.922 für 2050. Bei dezentral verteilten Ladeinfrastrukturen und geringen Ladeleistungen sind bei einer relativ geringen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge nur bedingt Probleme im hier betrachteten Verteilnetz zu erwarten. Steigt jedoch die Ladeleistung auf einen Wert von 22 kW an, dann steigt die Anzahl der Grenzwertverletzungen in den dreistelligen Bereich. Höhere Ladeleistungen sind bei dezentralen Ladesäulen bei Privatkunden nicht zu erwarten, da die Installation neuer Leitungen erforderlich wäre. Hier kommt es stark auf die noch zu entwickelnden Geschäftsmodelle für die Ladeinfrastruktur an.

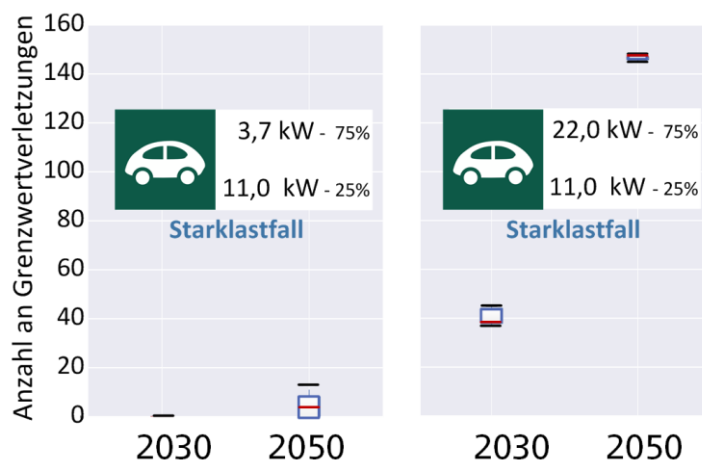


Abbildung 63: Anzahl der Grenzwertverletzungen für den Starklastfall in den Jahren 2030 und 2050 unter Hinzunahme des Effekts von Elektrofahrzeugen. Links werden kleinere, rechts größere Ladeleistungen angenommen

Ergebnisse für Batteriesysteme

Batteriesysteme werden im Anwendungsfall zur Spitzenkappung bzw. Einspeisebegrenzung genutzt. Die Ergebnisse wurden exemplarisch zunächst für eine generelle Einspeisebegrenzung gerechnet und

zeigen die Auswirkungen einer allgemeinen Reduzierung der Einspeisung von PV- und Windparks um 0 %, 30 % und 65 %. Die Grenzwertverletzungen gehen je nach Fall zurück, die Batteriekapazität muss entsprechend größer ausfallen. Die Ergebnisse in der folgenden Abbildung zeigen, dass je nach Lage und Einzelleistung der Anlagen sogar Ergebnisse ohne Grenzwertverletzungen für den 35 %-Fall möglich sind. Das heißt, die geschickte Platzierung von Batterien könnte in diesem Fall sogar einen Netzausbau im Einspeisefall bis zum Jahr 2050 vermeiden.

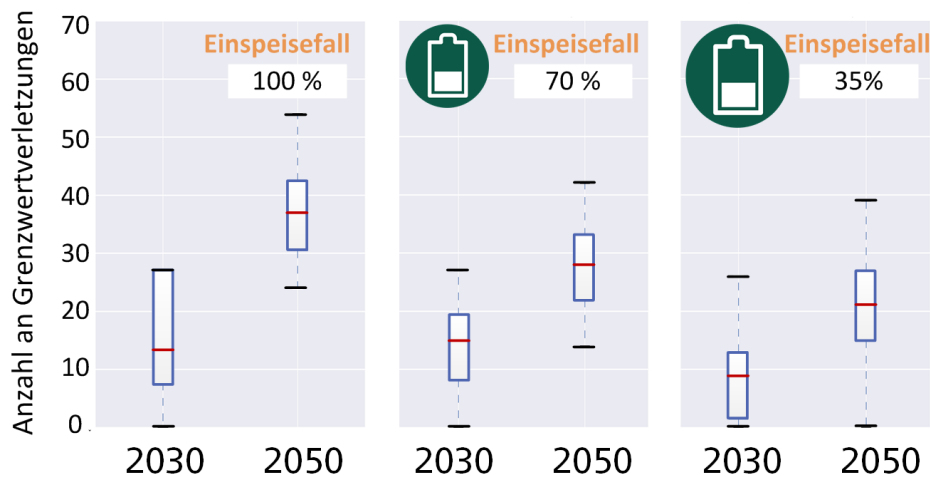


Abbildung 64: Anzahl der Grenzwertverletzungen für den Einspeisefall in den Jahren 2030 und 2050 unter Hinzunahme des Effekts einer Einspeisebegrenzung durch Nutzung einer Batterie. Verglichen wird der Netzbetrieb ohne Einspeisebegrenzung (links) mit einer Begrenzung auf 70 % (Mitte) und 35 % (rechts)

Bei einer angenommenen installierten PV-Anlagenleistung von 48 MW im Jahr 2050 ergibt sich eine Batteriekapazität von 48 MWh für eine Einspeisebegrenzung auf 70 % und 192 MWh für eine Begrenzung auf 35 %. Bei einer installierten Windparkleistung von 11 MW im Jahr 2050 ergeben sich Batteriekapazitäten von 143 MWh im Falle der Begrenzung auf 70 % und 550 MWh für eine Begrenzung auf 35 %.

Ergebnisse für die kombinierte Betrachtung

In der folgenden Abbildung ist die Anzahl an Grenzwertverletzungen im betrachteten Mittelspannungsnetz unter Einbeziehung aller sektorenübergreifenden Anlagen dargestellt. Im Starklastfall werden neben Haushaltslasten auch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen mit einbezogen. Im Einspeisefall spielen neben Windparks und PV-Freiflächenanlagen auch Blockheizkraftwerke eine Rolle. Der Effekt von Batteriesystemen, die an einen PV- oder Windpark gekoppelt sind, trägt hier auch zur Verringerung der Grenzwertverletzungen im Einspeisefall bei. Es zeigt sich im Ergebnis, dass durch Maßnahmen, wie die Nutzung von Batterien und Gleichzeitigkeiten von Erzeugern und Verbrauchern, die Integration von vielen dezentralen erneuerbaren Energieanlagen in der langfristigen Zukunft voraussichtlich eine lösbare Herausforderung darstellen wird, da damit wirkungsvolle Möglichkeiten bestehen, um netzseitige Effekte deutlich zu mindern. Unsicherheiten im Zubauort/-knoten sind auch insgesamt aufgrund der vielen kleinen Anlagen gering. Entscheidend für das Ergebnis sind hier wiederum die Anzahl und die installierte Leistung.

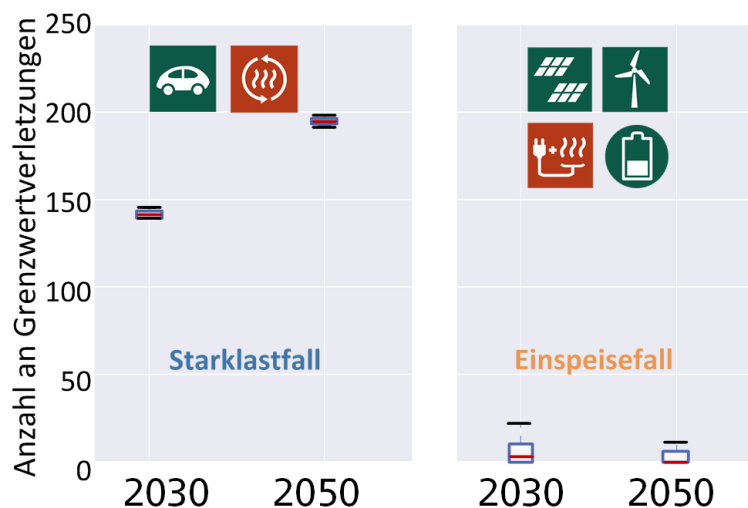


Abbildung 65: Anzahl der Grenzwertverletzungen im Starklastfall (links) und im Einspeisefall (rechts) für die kombinierte Betrachtung. Die Annahmen sind die gleichen wie in den Einzelbetrachtungen.

Diskussion des Einspeisefalls

Im vorliegenden Netzgebiet wird es mit dem hier angenommenen Ausbauszenario aus der Energiesystemmodellierung zu wenigen Grenzwertverletzungen kommen. Die Anzahl hängt stark von der konkreten Umsetzung, wie installierter Leistung und Zuordnung zu einzelnen Netzknoten ab. Die Hinzunahme von Speichern, z.B. in Form von Batterien, kann helfen die Einspeisung so zu regeln, dass weniger netzseitige Probleme auftreten.

Das Ergebnis hängt ebenfalls von der Leistungsverteilung der einzelnen Anlagen ab. Die Verteilung der PV-Anlagen basiert auf installierten Anlagengrößen in den Jahren 2010 bis 2013, die noch im Rahmen des damaligen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) entstanden sind. Die Rahmenbedingungen haben sich seitdem stark verändert. Zukünftig neu installierte Leistungen werden stark von den jeweiligen möglichen Geschäftsmodellen abhängen. Untersuchungen hierzu sollten für eine genauere Prognose der Netzausbaumaßnahmen in Zukunft unternommen werden.

Neu installierte Windparks zeigten sich in den Simulationen aufgrund ihrer hohen Einspeiseleistung als besonderes Problem. Die Unsicherheit in der Wahl des Netzknotens, in dem ein Windpark angeschlossen wird, kann noch genauer vorhergesagt werden, wenn die Windvorrangflächen in die Prognosen mit einbezogen werden. Hier helfen Konzepte zur Spitzenkappung bzw. Einspeisebegrenzung wie hier gezeigt mit Batterien, um Netzausbau zu vermeiden.

Die Batteriekapazitäten wurden für einen bestimmten angenommenen Prozentsatz an Einspeisebegrenzung berechnet. Die installierte Leistung der Erzeugeranlage wurde um den Prozentsatz reduziert und die Netzauswirkungen berechnet. Dann wurden in einem nächsten Schritt die hier resultierenden Batteriekapazitäten berechnet und mit denen aus der Energiesystemanalyse verglichen. Hieraus können Rückschlüsse für die Systemmodellierung gezogen werden. Bei einer Batteriekapazität im dreistelligen MW-Bereich bei einer eher geringen Windanlagenleistung stellt sich die Frage, ob der Einsatz von dezentralen Batterien im Verteilnetz angesichts der resultierenden Kosten großflächig sinnvoll ist. Alternativ könnten auch andere Technologieoptionen wie Power-to-Gas-Anlagen in Kombination mit einer Biogasanlage für die Spitzenkappung

genutzt werden. Diese Technologien sind größer dimensionierbar, zeigen aber schlechte Gesamt-Wirkungsgrade. Eine standortabhängige Technologie- und Kostenanalyse für Windparks kann helfen, die optimale Lösung zu finden.

Ein konkreter Vergleich der Netzausbaukosten mit den Kosten von Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher oder Power-to-Gas-Anlagen ist sehr abhängig vom vorliegenden Netzgebiet, den regulatorischen Rahmenbedingungen und konkreten Geschäftsmodellen. Diese werden detaillierter im Folgeprojekt untersucht.

Diskussion des Starklastfalls

Für den Starklastfall, in dem weder Wind- noch Solarenergie zur Verfügung stehen, gilt es neue Konzepte zu entwickeln. Auch hier können z.B. Power-to-Gas-Anlagen helfen, die in der Lage sind, Strom aus den Sommermonaten und aus Zeiten eines hohen Winddargebots saisonal im Gasnetz zu speichern. Im Starklastfall kann so die Energie z.B. über Blockheizkraftwerke wieder als Strom bereitgestellt werden. Die entstehende Wärme kann zudem in Wärmenetze eingespeist werden und elektrische Heizungen ersetzen und damit die Stromlast senken. Mit dieser Analyse lassen sich Möglichkeiten für die Reduzierung eines zukünftigen Netzausbaus quantitativ untersuchen. In der Folgeforschung soll dabei insbesondere die Rolle der Sektorenkopplung für den Netzausbau aufgezeigt werden.

Eine besondere Eigenschaft des betrachteten Netzgebiets ist ein angenommener Rückgang der heutigen Standardlast bis zu den Jahren 2030 und 2050. Die Ergebnisse hängen zudem stark von den projizierten erzeugten Gesamtstrommengen im jeweiligen Netzgebiet ab. In Verteilnetzen im Norden mit dominanter Windeinspeisung oder im Süden mit dominanter installierter PV-Leistung können die Folgerungen anders ausfallen. Untersuchungen diesbezüglich sind Teil eines Folgeprojekts, in dem unterschiedliche Regionen untersucht werden.

6.3.4 ZEITREIHENANALYSE ZUR NETZBELASTUNG

Im Rahmen von INTEEVER konnte für das vorliegende Netzgebiet eine erste zeitreihenbasierte Analyse durchgeführt werden. Die genutzten Zeitreihen für Last, PV- und Windeinspeisung wurden vom DLR konsistent zu den Systemmodellierungen zur Verfügung gestellt. Weitere Anlagen wie Wärmepumpen, KWK-Anlagen und Batteriespeicher sind noch nicht implementiert. Die ersten Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung in Form von Grenzwertverletzungen im Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt dargestellt. Verletzungen sind in rot gekennzeichnet. Es ist deutlich zu erkennen, dass die meisten Verletzungen zur Mittagszeit durch die installierten PV-Systeme entstehen. Erst 2050 kommt es durch den Zubau von Windkraftanlagen auch zu anderen Zeiten, z.B. auch nachts, zu Spannungsverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen. Eine engere Kopplung der Ergebnisse aus dem REMix-Modell mit dem Verteilnetzmodell aller sektorenübergreifenden Erzeuger und Verbraucher im Rahmen einer zeitreihenbasierten Netzanalyse bedarf einer konkreten Definition und Abstimmung des zukünftigen Einsatzes der Anlagen und damit deren Regelung. Dies wird ein wichtiger Punkt im Folgeprojekt sein.

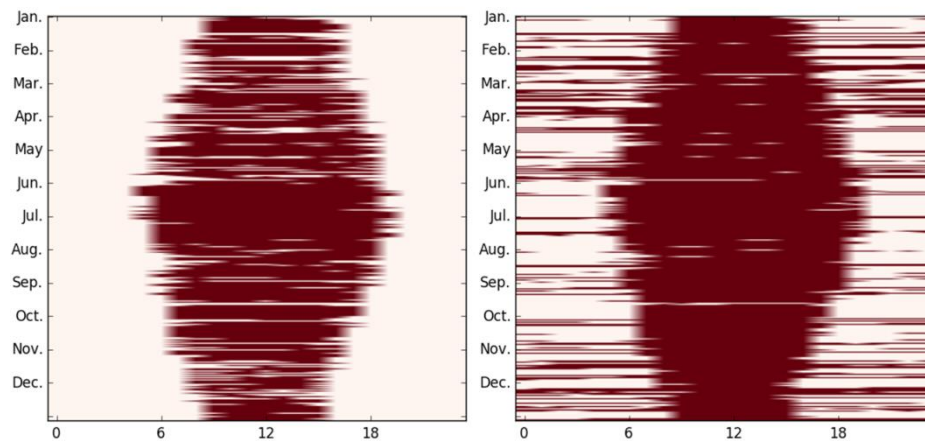


Abbildung 66: Darstellung der Grenzwertverletzungen eines MS-Netzes zu verschiedenen Zeitpunkten eines Jahres. Monate sind auf der y-Achse dargestellt, während die Stunden des Tages auf der x-Achse zu sehen sind. Eine rote Markierung bedeutet, dass zu dem Zeitpunkt eine Grenzwertverletzung vorliegt.

6.4 MODELLIERUNGEN VON SPEICHEREINSATZSTRATEGIEN AUF DEM DEUTSCHEN STROMMARKT (DLR)

AMIRIS ergänzt in INTEEVER die Perspektive der volkswirtschaftlichen Optimierung um die ökonomischen Potenziale von Speichern vor dem Hintergrund der ermittelten Zusammensetzungen des Kraftwerksparks sowie unter Berücksichtigung aktueursspezifischer Strategien und Restriktionen unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen.

Dieses agentenbasierte Simulationsmodell ermöglicht es, das betriebswirtschaftliche Verhalten von Akteuren unter Unsicherheit sowie dessen Rückkopplungseffekte zu berücksichtigen. Die zentrale Frage, der bei den Analysen nachgegangen wird, ist jene nach dem Einsatz von Speichern bei unterschiedlichen, an Arbitragegewinnen auf dem Spotmarkt ausgerichteten Betriebsstrategien unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen und den jeweils damit einhergehenden Auswirkungen auf Kenngrößen des Stromsystems sowie erzielbaren Erlösen. Betrachtet werden dabei Unterschiede zu den entsprechenden Ergebnissen aus der volkswirtschaftlichen Optimierung mittels REMix (Betrachtungszeitraum ist jeweils das Jahr 2030). Als Grundlage dient dazu das Szenario 2030-Base:PTDF_TYNDP (vgl. Abschnitte 5.5.4 sowie 6.2.8).

6.4.1 AUSWIRKUNGEN UNTERSCHIEDLICHER SPEICHEREINSATZSTRATEGIEN AUF DAS STROMSYSTEM

Wie in Kapitel 4.2.6 beschrieben, wurden in AMIRIS für die Betreiber von Speichern drei verschiedene Einsatzstrategien implementiert.

1. Strategie zur Maximierung des Profits über Arbitragegeschäfte an der Börse: Es handelt ein einzelner Agent, der den Betrieb seines Speichers bestimmt [MAX].
2. Robuste profitorientierte Strategie für Arbitragegeschäfte an der Börse: Es handeln beliebig viele Agenten, die im Wettbewerb zueinander stehen – jedem ist ein eigener Speicher zugeordnet [MULTI].
3. Strategie zur Minimierung der Systemkosten: Es handelt ein einzelner Agent, der den Betrieb seines Speichers bestimmt [MIN].

Exemplarisch veranschaulicht wird das Speicherverhalten der drei Betriebsstrategien im Unterschied zu dem des gleichen Zeitraums in REMix in Abbildung 67. Abgebildet ist dort die Beladung und Entladung der Pumpspeicherkraftwerke in REMix sowie unter den drei, jeweils in separaten Simulationsläufen betrachteten Betriebsstrategien MAX, MIN und MULTI in AMIRIS für die Stunden 499 bis 649 des Jahres 2030. Die sich infolge der Simulation ergebenden Strompreise für diesen Zeitraum finden sich zum Abgleich in Abbildung 68.

Zum einen lässt sich zu Zeitpunkten, für die höhere Strompreise antizipiert werden, eine Speicherentladung in allen drei AMIRIS-Betriebsstrategien beobachten (z.B. in den Stunden 620 bis 623, oder auch 641 bis 645). Ebenso zeigt sich, dass nach einer Entladung die Speicher auch dann beladen werden, wenn der Börsenpreis deutlich positiv ist, aber in der Erwartung weiter steigen wird (z.B. in den Stunden 625 bis 631). Sichtbar wird gleichzeitig die Unsicherheit in der Voraussicht der Betriebsstrategie MULTI, wenn sie z.B. im Vorfeld und in den Stunden 570 bis 576 keine Be- und Entladung tätigt, obwohl sich in dem Zeitraum Börsenpreise zwischen 300 €/MWh und 450 €/MWh einstellen.

Die Muster der Speicherung in den AMIRIS-Simulationen unterscheiden sich nicht grundsätzlich von dem aus der Optimierung mittels REMix, wie sich an den Stunden 620 bis 650 erkennen lässt, die sich durch einen wetterbedingten Ausfall der Stromerzeugung aus Photovoltaik auszeichnen, der zwischenzeitlich für neun Stunden leicht unterbrochen wird. In diesem Fenster laden die Speicher in allen Varianten ihre Kapazitäten auf. Das geringere Speichervolumen des Ergebnisses aus REMix könnte dabei auf regionale Restriktionen zurückzuführen sein, ist aufgrund vieler Einflussfaktoren (vgl. Diskussion) aber nicht sicher nachzuvollziehen. Weitere Unterschiede fallen z. B. in Stunden auf, in denen die Pumpspeicherkraftwerke in REMix laden, aber keine der AMIRIS-Strategien Strom speichern lässt (Stunde 599 bis 605; 674 bis 680). Die Strategie MAX lädt immerhin mit einer Verzögerung, denn spätestens ab Stunde 616 bzw. Stunde 690 steigen auch in AMIRIS die Strompreise, und für ein entsprechendes Angebot auf dem Strommarkt muss die zur Ausspeicherung benötigte Energie im Vorfeld geladen werden. Hier tritt nun die unvollkommene Voraussicht der Speicherbetreiber in AMIRIS zutage, die eine entsprechende Reaktion auf eine antizipierte Nachfrage im Vergleich erst später vollziehen. Dabei zeigt sich an der (verzögerten) Beladung allein unter der Strategie MAX der relative Vorteil eines einzelnen Speicherbetreibers, der die Rückkopplungseffekte seines eigenen Verhaltens berücksichtigt, damit eine genauere Preisprognose treffen und so hier eine Gelegenheit zur Erhöhung von Arbitragegewinnen nutzen kann, die unter anderen Betriebsstrategien zu unsicher ist und daher nicht wahrgenommen wird.

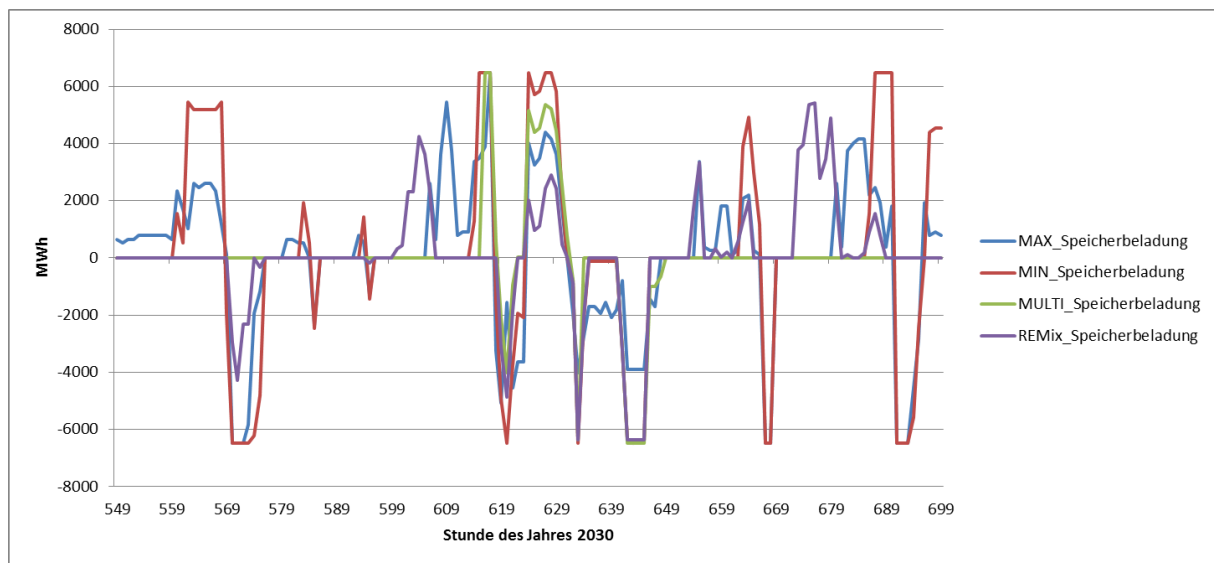


Abbildung 67: Speicherbeladung der Betriebsstrategien MAX, MIN und MULTI aus AMIRIS sowie aus REMix

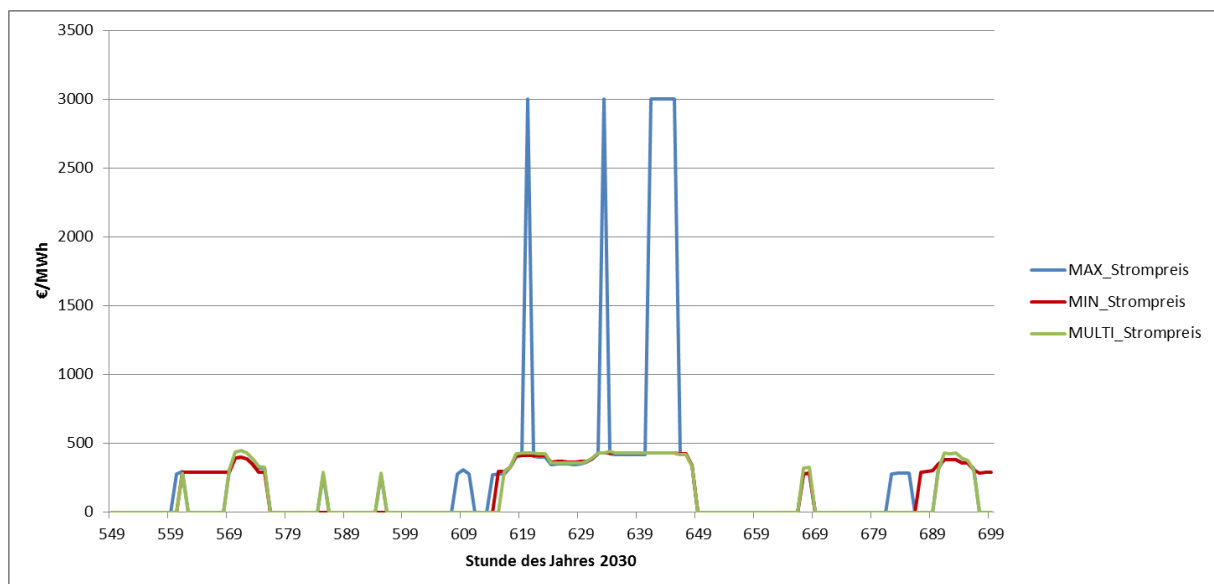


Abbildung 68: Strompreise aus AMIRIS im Falle der drei Betriebsstrategien MAX, MIN und MULTI

Die drei mit AMIRIS simulierten Einsatzstrategien wirken sich nicht nur unterschiedlich auf das Einsatzverhalten der Speicherbetreiber aus, sondern damit auch auf die gesamten ein- und ausgespeicherten Strommengen. Bei Betrachtung der eingespeicherten Strommengen fällt auf, dass die systemkostenminimierende Strategie MIN mit insgesamt rund 2 TWh Strom zum einen im Vergleich mit den in REMix eingespeicherten 3,6 TWh (insbesondere wegen unberücksichtigter Netzrestriktionen sowie einer allgemein E2P von 6) relativ wenig Strom speichert, aber dennoch deutlich mehr als in den Fällen der Strategien MAX und MULTI mit knapp 1,4 TWh bzw. knapp 0,5 TWh. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch der Mittelwert der eingespeicherten Strommenge (pro Stunde für den Fall, dass eingespeichert wird): Im Fall der Strategie MAX, die die eigenen Rückkopplungseffekte auf den Strompreis voll berücksichtigen kann, sind es mit 1.050 MWh deutlich weniger als bei der Strategie MULTI mit 3.410 MWh Strom. Dies lässt sich

auf die robustere Strategie MULTI, die sich an dem Median der Preisprognose ausrichtet und weitere Speicheraktivitäten antizipiert, zurückführen: Die Einspeicherungen finden deutlich seltener statt, da sie infolge der Minimalmarge (vgl. Abschnitt 4.2.6) höhere erwartete Margen bedingen, dafür können größere Volumina geladen werden.

Die Differenzen in den ein- und ausgespeicherten Strommengen führen zu entsprechenden Effekten auf die Nachfrage sowie das Angebot an Strom auf der Strombörse und damit auf die Höhe der sich am Strommarkt ergebenden Preise. Bei einer Parametrisierung des Speicherbetreibers nach der Strategie MAX ergibt sich für das Simulationsjahr 2030 ein (volumengewichteter) durchschnittlicher Strompreis von 54 €/MWh, bei der Strategie MULTI von 37 €/MWh und bei der Strategie MIN mit 31 €/MWh die erwartungsgemäß geringste Höhe. Negative Strompreise treten nicht auf, da mit den Erneuerbaren und den Gasturbinen nur flexible Erzeuger auf dem Strommarkt auftreten.

Das Niveau der Strompreise hängt insbesondere im Fall MAX auch mit dem Auftreten von Knappheitspreisen zusammen. Die Strombörse in AMIRIS setzt ihren Preis auf 3.000 €/MWh, sobald das Angebot die Nachfrage nicht decken kann. Mögliche zusätzliche Importe sowie eventuell vorhandene weitere Verfügbarkeiten aus konventionellen Kraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung werden dabei nicht berücksichtigt, da die zugrundeliegenden Daten als Zeitreihe aus den REMix-Rechnungen übernommen werden (vgl. Abschnitt 4.3.3).

Das Auftreten sowie die Ausprägung solcher Fälle sind sehr abhängig von der gewählten Speichereinsatzstrategie (vgl. Tabelle 22). Im Fall der kostenminimierenden Strategie MIN treten keine Knappheitssituationen auf, hier verhalten sich die Speicher annähernd systemfreundlich wie im volkswirtschaftlich optimierten Fall, aus dem der Kraftwerkspark übernommen wurde. Die Ergebnisse für die beiden Strategien MAX und MULTI zeigen Vor- und Nachteile der Kenntnis der eigenen Rückwirkungen auf die Strompreise: Unter der gewinnmaximierenden Strategie ist das Stromangebot in 59 Stunden nicht ausreichend, über das Jahr kumulieren sich 3,5 GWh nicht gedeckter Last. Die Strategie MULTI dagegen, die ihren Einsatz am Median des prognostizierten Strompreises ausrichtet, geht mit vergleichsweise geringen 17 Stunden einher, in denen die Nachfrage das Angebot übersteigt. Über das Jahr werden aber insgesamt 53 GWh der Last nicht gedeckt. Zu erklären sind diese Unterschiede folgendermaßen: Ein zentraler, an der eigenen Gewinnmaximierung orientierter Anlagenbetreiber, der die Rückwirkungen des eigenen Handelns auf den Strompreis kennt, kann strategisch Strommengen zurückhalten, um den Strompreis in die Höhe zu treiben. Dies erklärt die Häufigkeit der Knappheitssituationen. Gleichzeitig ist es in seinem Interesse, zu diesen Stunden, in denen sich Knappheitspreise einstellen, seinen Speicher zu entladen. Die durchschnittliche Speicherentladung unter MAX zu diesen Stunden liegt dementsprechend bei 3,1 GWh, die nicht gedeckte Last entsprechend im Mittel bei knapp 60 MWh. Dies begründet das vergleichsweise geringe Volumen der Unterdeckung. Unter der Strategie MULTI hingegen werden Knappheitssituationen weder provoziert, noch ausreichend vorhergesehen; so können sie weder vermieden werden, noch kann Profit aus ihnen gezogen werden. Bis auf die Stunde 8516, in der 139 MWh Strom aus dem Speicher entladen werden, gehen alle weiteren 16 Stunden der Knappheitssituationen mit keinerlei Entladung des Speichers einher. Die Unterdeckung beträgt in diesen Stunden im Durchschnitt 3,1 GWh, ungefähr die Menge, die unter MAX aus dem Speicher entladen wird.

Tabelle 22: Auftreten von Stunden mit Knappheitspreisen sowie gesamte, nicht gedeckte Last im Simulationsjahr 2030 in Abhängigkeit der Speichereinsatzstrategie.

	MAX	MULTI	MIN
Stunden mit Knappheitspreisen	59	17	0
Nicht gedeckte Last [GWh]	3,5	53	0

Aus den Unterschieden in den Strompreisen resultieren große Unterschiede in den technologiespezifischen Marktwerten der erneuerbaren Energien (vgl. Tabelle 23). Die Marktwerte wurden hier als technologiespezifische, volumengewichtete durchschnittliche Erlöse an der Strombörse berechnet. Diese liegen grundsätzlich für Wind Offshore mit bis zu 40,4 €/MWh am höchsten und für PV mit maximal 17,8 €/MWh am niedrigsten.

Tabelle 23: Technologiespezifische Marktwerte der erneuerbaren Energien für das Jahr 2030 in Abhängigkeit von der gewählten Speichereinsatzstrategie

€/MWh	PV	Wind Onshore	Wind Offshore
MAX	14,8	27,1	40,4
MULTI	11,1	22,2	31,6
MIN	17,8	18,8	27,6

Besonders große Unterschiede in Abhängigkeit von der simulierten Speichereinsatzstrategie gibt es für Windenergie (On- und Offshore) analog zu den Differenzen in den durchschnittlichen Börsenpreisen zwischen den Strategien MAX und MIN. Im Fall der gewinnmaximierenden Strategie MAX eines einzigen Speicheranlagenbetreibers sind sie am höchsten (beispielsweise für Wind Offshore bei 40,4 €/MWh) und im Fall der systemkostenminimierenden Strategie MIN am niedrigsten (Wind Offshore: 27,6 €/MWh). Für PV ergeben sich hingegen im letzten Fall mit 17,8 €/MWh die im Vergleich höchsten Marktwerte. Hier fallen die Unterschiede zu den beiden anderen Einsatzstrategien allerdings nicht ganz so deutlich aus.

Für die konventionelle Erzeugung geht in Folge mit dem Fall MULTI eine höhere Erzeugung einher. Die Gasturbinen, die im verwendeten Szenario 2030-Base:PTDF_TYNDP als einzige konventionelle Technologie in Deutschland zum Einsatz kommen, speisen mit 7,2 TWh ca. 1 TWh mehr ein als im Fall der kostenminimierenden Strategie mit 6,15 GWh. Bei MAX liegt die kumulierte Erzeugung aus Gasturbinen in der Mitte mit 6,5 GWh.

Auf die Abregelung von Erneuerbaren haben die unterschiedlichen Speichereinsatzstrategien hingegen kaum einen Einfluss. Photovoltaik-, Wind Onshore- und auch Wind Offshore-Anlagen regeln unter allen drei Strategien in ca. 10% der Fälle ihre Erzeugung ab.

Die infolge des Einsatzes der Speicher veränderten Einsatzzeitreihen der übrigen Kraftwerke beeinflussen am Ende auch die aus den Grenzkosten der eingesetzten Kraftwerke zusammengesetzten Systemkosten der Stromerzeugung. Für den Fall der kostenminimierenden Betriebsstrategie liegen diese bei knapp 1,8 Mrd. € und fallen im Fall der Strategie MAX mit 1,9 Mrd. € nur unwesentlich höher aus. Die Betriebsstrategie MULTI führt zu Systemkosten der Stromerzeugung des simulierten Jahres 2030 in Höhe von 2,1 Mrd. €. Ein direkter Vergleich mit den Ge-

samtsystemkosten aus REMix kann dabei allerdings nicht gezogen werden, da REMix einen deutlich weiteren Blick auf Systemkosten wirft.

Die beschriebenen Unterschiede zwischen den Effekten der Simulation der Pumpspeicherkraftwerke auf das Stromsystem wirken sich schließlich auch auf die Einkommen der Anlagenbetreiber aus. In der Simulation unter der gewinnmaximierenden Strategie MAX, die die Rückkopplungseffekte eines einzigen Agenten berücksichtigen kann, erzielt der Speicherbetreiberagent mit 780 Mio. € über das Simulationsjahr (im Fall der systemkostenminimierenden Strategie immerhin noch 136 Mio. €) ein Vielfaches dessen, was der Agent in der Simulation unter der Strategie MULTI, die die Unsicherheit von Speicherbetreibern abbildet, mit 47 Mio. € einnimmt.

6.4.2 AUSWIRKUNGEN DER EE-FÖRDERUNG AUF DIE SPEICHEREINSATZSTRATEGIEN SOWIE AUF DAS STROMSYSTEM

Analoge Untersuchungen zu denen in Kapitel 6.4.1 wurden in einem weiteren Schritt für Fälle unternommen, in denen die erneuerbaren Energien durch Förderinstrumente unterstützt werden. In Anlehnung an das gegenwärtige Förderregime in Deutschland wurde hierzu in etwas vereinfachter Form die aktuelle Ausgestaltung der gleitenden Marktprämie (ohne Berücksichtigung der Auktionierung) in zwei Varianten simuliert, die sich auf das Bietverhalten des Direktvermarkters der Erneuerbaren auswirken: In der ersten Variante dürfen Gebote mit negativen Markups, hier mit Abschlägen von den Grenzkosten in Höhe der Marktprämie, an der Strombörse abgegeben werden, dies ist in der zweiten Variante untersagt. Somit ergeben sich drei Fälle, deren Ergebnisse miteinander verglichen werden:

1. Keine Förderung der erneuerbaren Energien durch eine Marktprämie [MP0]
2. Förderung der erneuerbaren Energien durch eine variable Marktprämie, die zur Deckung von Differenzen zwischen dem an der Strombörse zu erzielenden technologiespezifischen Marktwert und den Stromgestehungskosten ausgezahlt wird [MPvar], in zwei Varianten:
 - 2.a Variable Marktprämie, bei der Gebote mit negativen Markups für geförderte EE zugelassen sind [MPvar-n]
 - 2.b Variable Marktprämie, bei der Gebote mit negativen Markups für geförderte EE untersagt sind [MPvar-0]

Die Höhe der variablen Marktprämie wird im Simulationsverlauf modellendogen monatlich neu ermittelt. Die Stromgestehungskosten als Referenz werden dabei so berechnet, dass sich Investitions- und Betriebskosten über 20 Jahre unter der Annahme der aus REMix übernommenen Volllaststunden für das Szenario 2030-Base:PTDF_TYNDP refinanzieren.

Für den Vergleich des Einsatzverhaltens unter den drei betrachteten Betriebsstrategien (vgl. Abschnitte 4.2.6 sowie 6.4.1) für die Fälle MP0 (vgl. Abbildung 67) sowie MPvar-n (vgl. Abbildung 69) in den Stunden 549 bis 699 des Simulationsjahres 2030 fallen zunächst keine sehr deutlichen Unterschiede auf. Da die Strompreise sich ähnlich bewegen (vgl. Abbildung 68 für MP0 und Abbildung 70 für MPvar-n), lassen sich auch die Anreize zum Be- und Entladen der Speicher miteinander vergleichen.

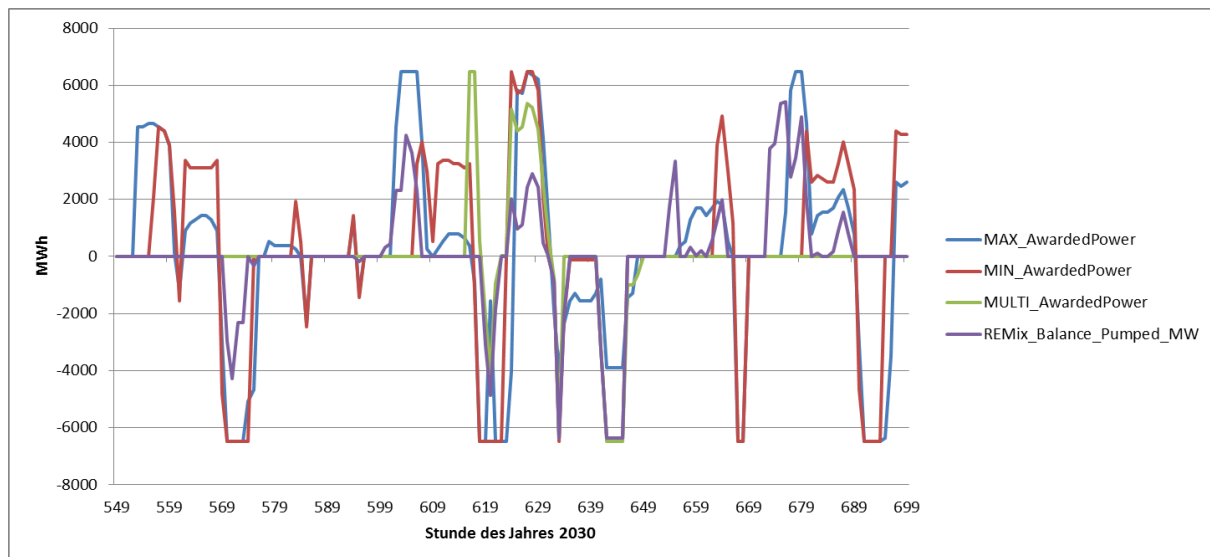


Abbildung 69: Speicherbeladung der Betriebsstrategien MAX, MIN und MULTI aus AMIRIS unter der variablen Marktprämie sowie aus REMix

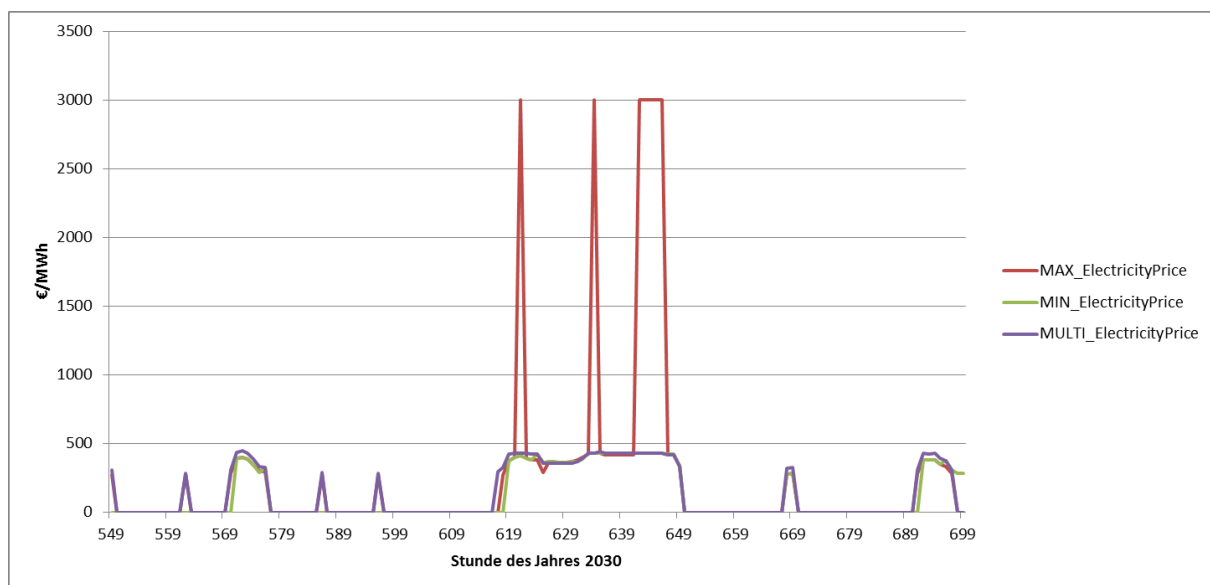


Abbildung 70: Strompreise aus AMIRIS im Falle der drei Betriebsstrategien MAX, MIN und MULTI unter der variablen Marktprämie MPvar-n

Auffallend sind allerdings die volumengewichteten, durchschnittlichen Strompreise für die drei Betriebsstrategien unter den betrachteten regulatorischen Rahmenbedingungen in Tabelle 24. In allen drei Fällen wenden sie sich unter der Förderung der erneuerbaren Energien mit Hilfe einer variablen Marktprämie MPvar-n, die Gebote mit negativen Markups für die erneuerbaren Energien zulässt, deutlich ins Negative. Unter MAX sind es im Mittel nahezu -75 €/MWh, unter MULTI rund -130 €/MWh und unter MIN ungefähr -200 €/MWh.

Da die Zusammensetzung des Kraftwerksparks beibehalten worden ist, besitzt sie hier keine Erklärungskraft. Diese ist bei dem simulierten Wirkmechanismus der variablen Marktprämie zu finden. Analog zu dem Anreiz, an der Strombörse Gebote zu Grenzkosten abzugeben, gibt es einen Anreiz für die Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien, die mit einer Marktprämie gefördert werden, den erzeugten Strom zu einem Preis anzubieten, der sich aus ihren Grenzkosten

abzüglich des Betrags der zu erwartenden Marktprämie zusammensetzt. Daraus resultieren insbesondere für die fluktuierenden Erneuerbaren, die mit geringen variablen Kosten verbunden sind, Gebote mit negativen Werten. Dieser Mechanismus trägt sich selbst verstärkende Züge, da über die negativen Gebote das allgemeine Preisniveau an der Strombörse sinkt, die variable Marktprämie zur Deckung der Stromgestehungskosten in Folge steigt und die Gebote an der Strombörse weiter ins Negative treibt. Die ursprüngliche Intention der Marktprämie, einen Anreiz zur Abregelung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu setzen, wenn das Angebot im Stromsystem die Nachfrage übersteigt und in Folge negative Börsenpreise auftreten, scheint in einem System, welches zu so hohen Anteilen auf Erneuerbaren beruht, dass diese in der Regel preissetzend werden, Nachjustierungen zu erfordern.

Tabelle 24: Der volumengewichtete durchschnittliche Strompreis im Simulationsjahr 2030 unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen

€/MWh	MAX	MULTI	MIN
MP0	54	37	31
MPvar-n	-74	-132	-203
MPvar-0	53	37	21

Eine mögliche Anpassung wäre es, für mit der Marktprämie geförderte erneuerbare Energien Gebote an der Börse mit negativen Markups zu untersagen, dies wäre eine regulatorische Korrektur, wie sie mit dem Fall MPvar-0 dargestellt ist. Wie in Tabelle 24 ersichtlich, stabilisiert sich auf diesem Weg der durchschnittliche Strompreis. Auf die Anzahl von Knappheitssituationen sowie das Volumen der nicht gedeckten Last haben beide Förderinstrumente, MPvar-n und MPvar-0, im Vergleich zu MP0 kaum einen Einfluss. Auch die Systemkosten der Stromerzeugung unterscheiden sich im Grunde nicht vom Fall MP0.

7 DISKUSSION, SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

Die Untersuchungen im Vorhaben INTEEVER folgen einerseits den eingangs definierten Zielen und wissenschaftlichen Fragestellungen und sind andererseits über zahlreiche Annahmen und methodische Randbedingungen determiniert. Zu diskutieren sind im Folgenden sowohl der erreichte Stand der modellgestützten Szenarienanalysen mit den verschiedenen Ansätzen als auch die aus den Arbeiten resultierenden Aussagen und Schlussfolgerungen. Aus beidem ergeben sich Hinweise für weiteren Forschungsbedarf und weitergehende Methodenentwicklung, die im Folgevorbahn adressiert werden.

7.1 FAZIT DER MODELLIERUNGEN

7.1.1 TRANSPORTNETZMODELLIERUNG UND BESTIMMUNG VON NETZAUSBAUKOSTEN

Durch die implementierte Methodik der regionalisierten, charakteristischen PTDF-Matrizen konnte jedem Zeitpunkt der Untersuchungen eine last- und erzeugungstypische PTDF-Matrix zugeordnet werden, um die resultierenden Leistungsflüsse berechnen und die Übertragbarkeit der Strommengen im Energiesystemanalysemodell REMix sicherstellen zu können. Durch die Nutzung dieser Informationen in den Szenarienmodellierungen konnte eine signifikante methodische Verbesserung der Abbildung von Netzrestriktionen in Systemmodellen erreicht

werden. Durch die im Rahmen der PTDF-Methode notwendigen Vereinfachungen ergeben sich allerdings zwangsläufig auch Ungenauigkeiten. Dies betrifft einerseits die Abbildung der (N-1)-Sicherheit mittels einer Reduktion der Übertragungskapazität der Flowgates. Andererseits entstehen Fehler durch die Regionalisierung der Netzberechnungen. Das Regionenmodell für Deutschland wurde basierend auf nationalen Engpässen aufgebaut. Es ist deshalb zwar geeignet, um den derzeitigen Stand in Bezug auf Engpässe im Übertragungsnetz hinreichend genau abzubilden. In weiterer Zukunft könnten die Engpassstellen jedoch möglicherweise durch Netzausbau verlagert werden, so dass das vorliegende Regionenmodell diese nicht mehr geeignet abbilden würde. Außerdem wurden die weiteren europäischen Länder jeweils nur mit einer Region pro Land abgebildet. Demzufolge können mögliche Engpässe innerhalb der Länder mit dem Modell nicht abgebildet bzw. berücksichtigt werden. Eine Erhöhung der Anzahl der Regionen oder gar knotenscharfe Betrachtungen können in beiden Fällen Verbesserungen liefern, sind aber bei (viertel-)stündlichen Betrachtungen mehrerer Szenarienjahre entsprechend rechenzeitintensiv. Entsprechend ist für zukünftige Untersuchungen ein geeigneter Kompromiss zu wählen.

Eine verbesserte Kostenberechnung für Netzausbaumaßnahmen fand unter Verwendung eines Höhenmodells zur Kategorisierung der Geländetypen zwischen den Modellregionen statt. Dadurch konnte ein neuer, räumlich differenzierter Ansatz für die Modellierung implementiert werden. Die Nutzung unterschiedlicher Kostendaten zeigte im Systemmodell signifikante Unterschiede beim Einsatz der räumlichen Lastausgleichsoptionen. Verbesserungspotenzial besteht hier in der Ermittlung von Netzausbaumaßnahmen und damit -kosten für Verbindungen zwischen Regionen, die nicht unmittelbar benachbart oder bereits miteinander verbunden sind. Dafür sind jedoch aufwändige manuelle Recherche- und Netzmodellierungsarbeiten für einzelne (ggf. noch nicht über den Planungsstand hinausgehende) Ausbauvorhaben notwendig.

7.1.2 *SZENARIENMODELLIERUNGEN DES STROMSYSTEMS*

Der Einsatz des fortentwickelten Energiesystemmodells REMix erfolgte für definierte Szenarien und Szenarienvarianten mit dem Fokus auf Deutschland und das europäische Ausland einschließlich dreier Regionen in Nordafrika. Die Ergebnisse sind zwar einerseits durch die Szenariennarrative und zahlreiche Annahmen determiniert, sie zeigen aber im Szenarienvergleich in Übereinstimmung mit den Zielen des Modelleinsatzes relevante Unterschiede im Ausbau und Einsatz verschiedener räumlicher und zeitlicher Lastausgleichsoptionen, die auch generelle Schlussfolgerungen zulassen. Wesentliche Erkenntnisse aus den in INTEEVER erfolgten Szenarienanalysen sind im Folgenden aufgeführt:

- Ohne ausreichend Netzausbau ist selbst in einem regional relativ grob aufgelösten Modellierungsansatz zu sehen, dass die Integration von fEE und damit die Reduktion von CO₂-Emissionen nicht allein durch die Nutzung von Speichern (vor allem Kurzfristspeichern) möglich ist.
- Weniger Netzausbau bedeutet mehr Bedarf an Erzeugungskapazitäten bei gleichzeitig höheren Überschüssen (bzw. Abregelungen) und deutlich höherem Bedarf an Speichern und flexibler Backup-Erzeugung. D.h. vor allem bei geringem Netzausbau spielen diese technologischen Optionen eine tragende Rolle, können den Netzausbau aber nicht gleichwertig ersetzen. Dies zeigt sich daran, dass dieser übergreifend über alle Szenariovarianten prioritär genutzt wird, während Investitionen in Speicher für den zeitlichen Lastausgleich mindestens um den Faktor zwei geringer ausfallen. Netzausbau und

Stromspeicher stehen folglich sowohl in einem komplementären als auch konkurrierenden Verhältnis.

- Entsprechend den energiepolitischen Zielen wird Stromerzeugung aus zentralen, regelbaren Kraftwerken zunehmend durch fEE mit Backup-Kapazitäten ersetzt. Dies führt unter den getroffenen Szenarienannahmen zu einer Zunahme der Variabilität der Backup-Stromerzeugung, während die Auslastung von Übertragungskapazitäten bei geringer Zunahme der Volatilität der Leistungsflüsse rückläufig ist. Global geht damit auch der Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität etwas zurück. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass sich die Backup-Erzeugung dezentral verteilt an geeigneten Standorten befindet²⁹. In weiteren Arbeiten sollte dieser Effekt vertiefend untersucht werden.
- Wie erwartet senkt die Verfügbarkeit von Lastausgleichsoptionen (Stromspeicher, Lastmanagement, Wärmepumpen mit Wärmespeichern, Elektroboiler, flexibles Laden von Elektrofahrzeugen, Netzausbau) über eine verbesserte Integration der fEE generell den Bedarf an Backup-Kraftwerken (Gasturbinen) und damit die Systemkosten sowie die CO₂-Emissionen. Dieser Effekt konnte unter den Randbedingungen unterschiedlicher Szenarienvarianten quantifiziert werden. Er liegt im Falle des Basisszenarios für den Betrachtungsraum Europa im Vergleich zum Referenzfall für das Jahr 2050 bei 46 Mrd. € pro Jahr, die Backup-Kapazität ist um etwa 160 GW niedriger. Bezogen auf Deutschland ergibt sich eine um 30 GW geringere Backup-Kapazität. Die CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung im Jahr 2050 sinken um ca. 25 Mio. t/a. Auch im Basisszenario für 2030 liegen die CO₂-Emissionen mit Lastausgleichsoptionen niedriger als im Referenzfall ohne.
- Die Modellierungen liefern ein uneinheitliches Bild bezüglich der Perspektive der Batteriespeicher. In den Basisszenarien unter Annahme der Netzvariante „Trend“ (mit Umsetzung des TYNDP bis 2030 und modellendogenem weiteren Netzausbau) spielen sie nur insgesamt in Europa im Fall von 2030 oder im Fall der Annahme einer elektrolytischen Wasserstoffherstellung eine Rolle, während in Deutschland generell kein Ausbau stattfindet. Sie werden vor allem in südlichen Ländern zugebaut bei einem hohen Anteil von PV an der Stromerzeugung. Der Zubau ändert sich bei der Annahme der Netzvarianten „Smart“ und „Protest“ deutlich und erreicht im Jahr 2050 in Europa einen maximalen Wert von über 100 GW. In Deutschland ist der Bedarf sehr sensitiv gegenüber den verwendeten Wetterdaten mit einem Maximum von 2 GW.
- Bezüglich des Ausbaus von Pumpspeichern ergibt sich ein ähnliches Bild. In Europa spielen sie eine große Rolle, auch schon im Basisszenario 2050, in Deutschland findet jedoch aufgrund begrenzter Ausbaupotentiale in keiner Szenarienvariante ein Zubau statt. Auch die Pumpspeicher werden vor allem in Spanien und Italien zugebaut bei hohen Anteilen der PV-Erzeugung.
- Auch die Rolle flexibler Gasturbinen lässt sich anhand der Modellergebnisse im Detail bewerten. Ein Zubau und Einsatz ergibt sich in Deutschland wie in Europa vor allem wenn keine Lastausgleichsoptionen verfügbar sind und der Netzausbau nur beschränkt möglich ist. Die Rolle der Gasturbinen in den Szenarien hängt aber auch signifikant von den verwendeten Wetterdaten und der Methode der Netzmodellierung ab. Stehen keine

²⁹ Dies ist in den hier durchgeführten Szenariomodellierungen durch die relativ grobe räumliche Auflösung implizit vorausgesetzt.

Lastausgleichsoptionen zur Verfügung, zeigt ihr Einsatz eine geringere Variabilität, die sich auch beim weiteren Ausbau von fEE nur geringfügig ändert. Kommen räumliche und zeitliche Lastausgleichsoptionen ins Spiel ändert sich ihr Einsatz deutlich hinsichtlich der zeitlichen Variabilität bei einer geringeren jährlichen Auslastung.

- Das Vorhandensein einer energiewirtschaftlich bedeutenden Nachfrage an elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus dem Verkehr führt aufgrund der zusätzlichen Stromnachfrage – im Falle Deutschlands im mittleren zweistelligen TWh-Bereich – und auch aufgrund der ggf. begrenzten Flexibilität beim Betrieb der Elektrolyse-Gasspeicher-Systeme zu höheren Gesamtsystemkosten und einem deutlich höheren Bedarf an Backup-Kapazitäten. Im Vergleich zum Basisszenario 2050 resultiert daraus in Europa ein Anstieg um über 200 Mrd. € bzw. um ca. 30 GW Gasturbinen im Szenario mit Wasserstoffnachfrage. Hier sind weitergehende Untersuchungen erforderlich, unter welchen Randbedingungen, wie beispielsweise höhere Kosten für CO₂-Emissionen, durch einen zusätzlichen Ausbau von erneuerbaren Energien und Flexibilitätsoptionen weitgehend erneuerbarer Wasserstoff erzeugt werden kann.
- Die Verfügbarkeit von Stromimporten, die mittels aus Systemsicht regelbaren Kraftwerkskapazitäten erzeugt werden (hier als Solarstromimport einschließlich erforderlichem Netzausbau abgebildet), bietet aus techno-ökonomischer Sicht Vorteile. Sie reduzieren den Bedarf an Backup-Erzeugungskapazitäten und damit die CO₂-Emissionen und ermöglichen die Integration einer elektrolytischen Wasserstofferzeugung ohne zusätzliche Backup-Kapazitäten. Bei den Systemkosten zeigten sich jedoch insgesamt keine Vorteile gegenüber der Basisvariante ohne Importe.

Der Einfluss von Netzausbauszenarien auf die Ergebnisse der Systemmodellierungen ist eine zentrale Fragestellung des Vorhabens INTEEVER. Dies wird über vier unterschiedliche Narrative und davon abgeleitete Verfügbarkeiten von räumlichen Lastausgleichsoptionen adressiert. Werden die jeweiligen Szenariovarianten bezüglich Netzausbau miteinander verglichen lassen sich ebenfalls relevante Schlussfolgerungen treffen:

- Die zusätzliche Option des Ausbaus eines Overlay-Netzes in HGÜ-Technik (Variante „Super“) führt in keinem der betrachteten Szenarien zu signifikanten Änderungen der betrachteten Indikatoren und zeigt damit kongruente Ergebnisse zu „Trend“.
- Ein verzögerter und limitierter Netzausbau, wie in der „Protest“-Variante angenommen, führt in allen Szenarien zu den höchsten Systemkosten bei gleichzeitig höchstem Backup-Bedarf.
- Bei Vernachlässigung von Stromimporten ermöglicht die durch zusätzliche dezentrale Erzeugungskapazitäten geprägte Variante „Smart“ eine weitere Reduktion von Backup-Bedarf und Systemkosten, trotz kostenintensiverem bzw. limitiertem Netzausbau.

Ebenfalls aufschlussreich für die „Robustheit“ der Ergebnisse von Systemmodellierungen ist der Einfluss des Ansatzes zur Leistungsflussmodellierung auf Bewertungsindikatoren. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Wahl des Modellierungsansatzes zur Bestimmung der Leistungsflüsse durchaus einen relevanten Einfluss besitzt. Das ergibt sich vor allem durch den methodischen Ansatz, bei dem der Leistungsaustausch mit deutschen Regionen vorwiegend über Drehstromverbindungen abgebildet ist. Aus dem Ergebnisvergleich lässt sich folgendes schlussfolgern:

- Aus Gesamtsystemsicht ergeben sich in Bezug auf die Systemkosten, den Ausbau von Speichern und den Kraftwerkseinsatz keine oder nur geringfügige Unterschiede. Gleich-

ches gilt für die Variabilität der Stromerzeugung aus Gasturbinen in den Szenarien für das Jahr 2050. Zwar entstehen in Deutschland regionale Unterschiede u.a. beim Ausbau von Backup-Kapazitäten zur Stromerzeugung, diese gleichen sich im gesamten europäischen Betrachtungsraum jedoch weitestgehend wieder aus.

- Durch die Änderung des Modellierungsansatzes zur Bestimmung der Leistungsflüsse entstehen regionale Verschiebungen. Gekennzeichnet sind diese durch Veränderungen der Auslastung von Übertragungskapazitäten, auftretender Übertragungsspitzen und transportierter Jahresenergiemengen auf einzelnen Übertragungsstrecken. Aus globaler Sicht resultiert dies einerseits in weitestgehend mittleren Auslastungen der Übertragungskapazitäten in Bereichen von unter 30 %. Andererseits kommt es zu signifikanten Unterschieden beim Netzausbau, unabhängig davon, ob in Leistungskilometern oder in Übertragungsleistung gemessen. Dieser fällt für die DC-Power-Flow-Methode in der Regel höher aus als für den Transportmodell- oder PTDF-Ansatz.
- Bei Anwendung der PTDF-Methode ergeben Änderungen der Erzeugungsstruktur, hier durch Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Rückbau thermischer Kraftwerksleistung, nur geringe Unterschiede der Auslastungsbereiche der Übertragungskapazitäten. Dies ist vor allem auf die genutzten Referenzleistungsflüsse aus der vorangestellten Leistungsflusssimulation zurückzuführen. Die auf entfernungsbasierten Verteilfaktoren beruhende DC-Power-Flow-Methode bewirkt hingegen eine größere Sensitivität der Ergebnisse. Obgleich das Transportmodell die am wenigsten restriktive Methode zur Bestimmung der Leistungsflüsse darstellt, ordnen sich die damit ermittelten Auslastungen zwischen PTDF-Methode und DC-Power-Flow ein. Der einfachere direkte Lastausgleich zwischen Regionen führt zu einer Erhöhung der Beanspruchung der direkten Übertragungsstrecken. Andere Verbindungen, die im Fall der DC-Power-Flow- und PTDF-Methode ggf. bedingt durch Leistungsflussverteilung Umwege darstellen, werden im Gegenzug weniger genutzt.

Historische Wetterdaten stellen in der Regel die Grundlage für die Modellierung von fEE-Einspeisezeitreihen dar, Lastprofile werden ebenso auf Basis vergangener Zeitreihen abgebildet. Da diese Daten jedoch von Jahr zu Jahr schwanken, spielt die Berücksichtigung von Wetter- und Lastdaten mehrerer Jahre eine wichtige Rolle zur Bewertung der Sensitivitäten von Modellergebnissen. Die hier erfolgten Arbeiten führen zur Schlussfolgerung, dass die Variation der Eingangszeitreihen sich sowohl auf den Backup-Bedarf als auch die Systemkosten deutlich auswirkt. Die Unterschiede bei den Systemmodellierungen können infolge verschiedener Wetterdaten bzw. Wetterjahre sogar größer sein als infolge unterschiedlicher Szenarienvarianten bezüglich des Netzausbaus.

7.1.3 MODELLIERUNGEN DES VERTEILNETZES

Der lokale Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und insbesondere der fEE erfordert Anpassungsmaßnahmen in den Verteilnetzen. Es konnte gezeigt werden, dass unter den getroffenen Annahmen aus einem exemplarischen Szenario mit – konsistent zum Basisszenario 2050 – ca. 85 % erneuerbarem Stromanteil (Wind onshore, PV und Bioenergie) im betrachteten Verteilnetz Grenzwertverletzungen bezüglich der Spannung auftreten. Die Netzsimulation zeigte, dass die Maßnahmen cos_phi-Regelung, Batterieeinsatz und Netzverstärkung alle zu einer Reduzierung der Spannung führen und dabei Wechselwirkungen besitzen. So ergibt beispielsweise eine kombinierte Anwendung von cos_phi-Regelung und Batterie eine um 20 % geringere benötigte Batterieladung. Die Kostenschätzungen haben gezeigt, dass der kombinierte

Einsatz von Batterien und Netzausbau im Vergleich zur alleinigen Netzverstärkung die Kosteneffizienz erhöhen kann. Weitere Effekte wurden hier vernachlässigt. Durch eine leistungsabhängige Steuerung des Stufenschalters am Umspannwerk würde zum Beispiel die Spannung signifikant besser gehalten werden und die Spannungsverletzungen würden stark abnehmen. Detaillierte Untersuchungen hierzu wurden in der Verteilnetzstudie Hessen [79] durchgeführt.

Der Fokus der erfolgten Worst-Case-Untersuchung lag auf den dezentralen stationären Batteriespeichern, die an einen PV- oder Windpark gekoppelt sind, und den Wechselwirkungen ihres Einsatzes zu anderen Ausgleichsoptionen wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und BHKWs. In einer Voranalyse wurde die erforderliche Batteriekapazität zur definierten Begrenzung der Einspeiseleistung der fEE im Falle von Windkraftanlagen (70 % max. Einspeisung) mit etwa 70 kWh pro kW Nennleistung der Windkraftanlage und im Falle der PV-Anlagen (50 % max. Einspeisung) mit etwa 2,5 kWh/kW abgeschätzt. Je niedriger die maximale Einspeisung festgelegt wird, desto größer sind die erforderlichen Batteriekapazitäten, um die fEE-Einspeisepotenziale zu nutzen. Davon ausgehend lag die Anzahl der simulierten Grenzwertverletzungen im unteren bis mittleren zweistelligen Bereich mit einem klaren Anstieg bei zunehmendem fEE-Ausbau und einem klaren Rückgang bei reduzierter maximaler fEE-Einspeiseleistung bezogen auf die Nennleistung. Es zeigte sich auch, dass die Ergebnisse eine hohe Sensitivität gegenüber der räumlichen Anordnung sowohl der Erzeuger als auch der Lastausgleichsoptionen im Verteilnetzmodell haben.

Die Effekte der Integration von Elektrofahrzeugen im untersuchten Mittelspannungsnetz sind stark abhängig von der Ladeleistung. Im Falle einer überwiegend implementierten Schnellladung mit 22 kW kann unter den getroffenen Annahmen die Anzahl der Grenzwertverletzungen im Starklastfall im dreistelligen Bereich liegen. Die Simulation zeigt auch, dass dezentrale Wärmepumpen mit einer netzdienlichen Regelung des Heizstabes als Spitzenlastgerät nicht unbedingt zu Netzproblemen führen müssen. Ein unregelmäßiger Einsatz eines Heizstabes mit vergleichbarer Wärmeleistung führt aber schnell zu dreistelligen Grenzwertverletzungen im Verteilnetz. Die Berücksichtigung von dezentralen BHKW-Anlagen in der Simulation zusätzlich zu den fEE zeigt eine Zunahme der Grenzwertverletzungen im Einspeisefall um etwa 20 %. Die sektorübergreifende Kombination der drei Optionen mit den an die fEE-Anlagen gekoppelten Batterien zeigt nochmals einen positiven Effekt bezüglich der Spannungshaltung.

Die Hinzunahme von sektorübergreifenden Anlagen wie Blockheizkraftwerken und Wärmepumpen, die z.B. auch im Sommer Warmwasser bereitstellen, und Elektrofahrzeugen, die teilweise zur Mittagszeit geladen werden, kann folglich dazu beitragen, Grenzwertverletzungen zu mindern. Die Einspeisung von PV- und Windparks, die in den letzten Jahren maßgeblich den Netzausbau vorangetrieben hat, wird in einer zunehmend sektorenübergreifenden Betrachtung eine weniger signifikante Auswirkung haben, sofern neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen flexibel und systemdienlich steuerbar sind.

Die Simulation ergab in Abhängigkeit der Annahme einer reduzierten fEE-Einspeisung Batteriekapazitäten im dreistelligen MW-Bereich bei einer eher geringen Windanlagenleistung. Hier stellt sich die Frage, ob der Einsatz von dezentralen Batterien im Verteilnetz angesichts der resultierenden Kosten großflächig sinnvoll ist. Dies insbesondere angesichts der Tatsache, dass sich in den Systemmodellierungen keine dezentralen Energiespeichersysteme im Stromsystem Deutschlands unter der Prämisse minimierter Systemkosten durchsetzen konnten. Power-to-Gas-Anlagen können zudem eine komplementäre Rolle spielen und sowohl im Einspeisefall als

auch im Starklastfall unter Ausnutzung der längerfristigen Speichermöglichkeit über Gasspeicher den Lastausgleich unterstützen.

7.1.4 *MODELLIERUNGEN DES DEUTSCHEN STROMMARKTES*

Mit dem agentenbasierten Strommarktmodell AMIRIS wurden auf Basis des exemplarischen Szenarios 2030-Base:PTDF_TYNDP Analysen zum Einsatz von Speichern unter verschiedenen Betriebsstrategien vorgenommen, die mit entsprechenden Ergebnissen aus der volkswirtschaftlichen Optimierung mit REMix verglichen wurden.

Die mit AMIRIS untersuchten Einsatzstrategien von Stromspeichern eines einzelnen Akteurs zur Gewinnmaximierung (MAX), eines einzelnen Akteurs zur Minimierung der Systemkosten (MIN) sowie mehrerer Akteure mit einer robusten Einsatzstrategie (MULTI) wirken sich dabei jeweils unterschiedlich auf das Einsatzverhalten der Speicherbetreiber aus. Der direkte Vergleich der Strommarktsimulationen mit den Ergebnissen der Systemmodellierung mit REMix zeigt relevante Unterschiede sowohl in der Höhe der Speichernutzung als auch im zeitlichen Einsatzprofil. Die Analysen mit AMIRIS weisen zum einen darauf hin, dass unter Betrachtung betriebswirtschaftlicher Einsatzstrategien von Speichern, die nicht an der Erreichung eines volkswirtschaftlichen Kostenminimums orientiert sind, die übereinstimmend angenommene Speicherleistung in geringerem Ausmaß eingesetzt wird und dies mit steigenden Systemkosten der Stromerzeugung einhergeht. Die aus der Stromerzeugung resultierenden Systemkosten liegen für alle drei simulierten Einsatzstrategien in einer ähnlichen Größenordnung, wobei die Strategie MULTI, in der berücksichtigt wird, dass in der Realität die Akteure keine Kenntnis über das Verhalten anderer Akteure haben, die höchsten Systemkosten verursacht.

Die in AMIRIS unter Simulation der verschiedenen Einsatzstrategien ermittelten Stunden und Volumina nicht gedeckter Last geben einen weiteren Hinweis auf die Notwendigkeit einer genauen Interpretation der Ergebnisse aus volkswirtschaftlichen Optimierungen. Sowohl das betriebswirtschaftliche Zielen nach Gewinnmaximierung als auch die Unsicherheit der Akteure über die Interdependenzen ihres Verhaltens und das ihrer Konkurrenten, welches in robusten Entscheidungsheuristiken mündet, beeinflussen das Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch so, dass unter ansonsten gleichen Voraussetzungen die aus Systemsicht ermittelte Versorgungssicherheit nicht gewährleistet sein kann.

Deutliche Auswirkungen haben die drei betrachteten Speichereinsatzstrategien über ihre Wirkungen auf den Strompreis zudem auf die technologiespezifischen Marktwerte der erneuerbaren Energien. Diese liegen für Wind On- und Offshore im Fall der gewinnmaximierenden Strategie MAX eines einzigen Speicheranlagenbetreibers am höchsten (beispielsweise für Wind Offshore bei 40,4 €/MWh) und im Fall der systemkostenminimierenden Strategie MIN am niedrigsten (Wind Offshore: 27,6 €/MWh).

Insbesondere das präzise Wissen über Rückkopplungseffekte des eigenen Handelns auf dem Strommarkt hat auch Auswirkungen auf die Einkommen der Speicheranlagenbetreiber. In der Simulation unter der gewinnmaximierenden Strategie MAX, welche die Rückkopplungseffekte aus dem Speichereinsatz voll berücksichtigen kann, erzielt der Speicherbetreiberagent mit 780 Mio. € über das Simulationsjahr ein Vielfaches dessen, was der Agent in der Simulation unter der Strategie MULTI, die aufgrund mangelnder Kenntnis über den systemweiten Speichereinsatz mit einer robusten Speichereinsatzstrategie arbeitet und infolge u. a. auf eine geringere Auslastung kommt, mit 47 Mio. € einnimmt.

7.2 WEITERGEHENDER FORSCHUNGSBEDARF

7.2.1 SYSTEMMODELLIERUNGEN

Beim derzeitigen Ansatz der integrierten Szenarienanalyse besteht an verschiedenen Stellen methodischer Weiterentwicklungsbedarf. Zudem wäre eine Erweiterung der Szenarienanalysen um weitere signifikante Narrative in folgenden Arbeiten wünschenswert, beispielsweise zur Betrachtung disruptiver Aspekte bezüglich Kosten- und Technologieentwicklung sowie noch ambitionierterer Dekarbonisierungspfade entsprechend den Zielen des Pariser Abkommens. Zinssatz und Investitionskosten der einzelnen Lastausgleichsoptionen bestimmen neben den jeweils angenommenen Amortisationszeiten die Höhe der Annuitäten, welche letztlich ausschlaggebend für die Ausbauentcheidung in der Ausbauplanung in einem Stützjahr sind. Für die Sensitivitätsanalysen sollten für jede Option deshalb obere und untere Kostengrenzen der Annuitäten zur Durchführung weiterer Sensitivitätstests bestimmt werden.

Dem vereinfachten Regionenmodell (siehe Abbildung 3) liegt die Annahme zugrunde, dass innerhalb der definierten Modellregionen keine Engpässe bei der Stromübertragung auftreten. Zwar kann ausgehend von der heutigen Situation im Übertragungsnetz (Netzausbaustufe und Übertragungsbedarf an elektrischer Leistung) dies als annähernd erfüllt gelten. Allerdings kann nicht ausgeschlossen werden, dass mit fortschreitender Transformation des Energiesystems auch innerhalb dieser Modellregionen zunehmend Beschränkungen bei der Leistungsübertragung auftreten. Insbesondere gilt, dass nach einem Netzausbau andere Netzbetriebsmittel, die der bisherigen Engpassstelle vor- oder nachgelagert sind, bezüglich der Begrenzung der Leistungsflüsse führend werden können. Ein reiner Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen unterschätzt somit den Ausbaubedarf innerhalb der Regionen. Im Bedarfsfall sollte daher im Rahmen weiterer Sensitivitätsanalysen die Verwendung eines alternativen Regionenmodells in Erwägung gezogen werden. Eine Methode zur Definition alternativer, räumlich aggregierter Regionenmodelle wurde im Rahmen des Projekts entwickelt [66].

Weitere Verbesserungen können erreicht werden, indem die Ermittlung bzw. Erstellung von PTDF-Matrizen direkt auf den (viertel-)stündlich aufgelösten Marktdaten beruht. Allerdings entfielen dann die bisher gegebene inhärente (N-1)-Sicherheit, da die Matrizen dann nicht mehr auf charakteristischen, realen Netznutzungsfällen beruhen. Durch entsprechende (N-1)-Sicherheitsrechnungen müsste in dem Fall die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Die in der vorliegenden Studie angewandte Methodik zur Interaktion zwischen Energiesystemmodell und Leistungsflusssimulation ignoriert die Tatsache, dass sich die Transformation der Stromerzeugungsinfrastruktur (heute im Vergleich zu den analysierten Szenarien) ebenfalls auf die Verteilung von Leistungsflüssen auswirkt. Daher ist ein Vorgehen, bei dem der Kraftwerkseinsatz des Energiesystemmodells bei der Ermittlung der PTDF-Matrizen Berücksichtigung findet, erstrebenswert. Eine engere Kopplung von Energiesystemoptimierung und Leistungsflusssimulation hätte ebenfalls den Vorteil, dass sich der mit REMix ermittelte Ausbau von Übertragungskapazität zwischen zwei Regionen konkret mit POSIM überprüfen ließe und gegebenenfalls leitungsspezifische Netzausbaukosten ermittelt werden, die erneut Eingang in Modellläufe mit REMix finden können.

Sowohl durch die Berücksichtigung des Einflusses der Stromerzeugungsinfrastruktur als auch durch die Überprüfung des Netzausbaus im detaillierten Netzmodell würde sich eine iterative Kopplung von REMix und POSIM ergeben. Idealtypisch wäre für eine solche Modellkopplung

eine Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Berücksichtigung von betriebsmittelscharfen Leistungsflüssen in der entsprechenden räumlichen Auflösung und unter Vorgabe der national aggregierten Stromnachfrage und -erzeugung durchzuführen. Diese Vorgehensweise würde jedoch einen erheblichen Parametrierungsaufwand und eine deutliche Performancesteigerung hinsichtlich Rechenzeiten und Arbeitsspeicherbedarf auf Seiten des Energiesystemmodells erfordern und ist daher aus heutiger Sicht nicht realistisch.

Bei einer Erweiterung der im vorliegenden Projekt entwickelten Methodik unter Beibehaltung der räumlichen Aggregation im Modell REMix hin zu einer iterativen Kopplung ist die zentrale Herausforderung hingegen die Disaggregation der Ausgangsdaten von REMix. Diese Disaggregation ist notwendig, um detaillierte Leistungsflusssimulationen mit dem knotenscharfen Netzmodell durchführen zu können. Dazu muss für jedes Umspannwerk auf Basis der räumlich aggregierten Zeitreihen von Stromerzeugung und -nachfrage ermittelt werden, welche Wirkleistung dort ein- bzw. ausgespeist wird. Zusätzlich müssen Annahmen zu Bereitstellung und Verbrauch von Blindleistung getroffen werden, da die Blindleistung in REMix nicht abgebildet wird. Zur Durchführung einer räumlichen Disaggregation des REMix-Outputs könnten technologisch differenzierte, aber zeitlich unabhängige Verteilfaktoren genutzt werden. Um diese zu ermitteln müsste, je nach betrachteter Technologie, gegebenenfalls zusätzlich eine weitere räumliche Auflösung in Form von Sub-Regionen für die räumliche Disaggregation eingeführt werden. Zweck solcher Sub-Regionen sind die Nutzung und Verfügbarkeit von Statistikdaten, welche in der Regel in räumlichen Auflösungen ohne Bezug zum Netz (z. B. NUTS) vorliegen. Unter der Annahme, dass bestimmte Größen, z. B. die Stromnachfrage, sich proportional zu ausgewählten statistischen Größen verhalten, kann ein Herunterbrechen der Leistungsbilanzen auf Ebene der Sub-Regionen erfolgen. In einem nachfolgenden Schritt müsste dann eine weitere Zuordnung der subregionalen Größen zu Umspannwerken erfolgen (z.B. mittels Nearest-Neighbour-Analysen oder Bildung von Voronoi-Polygonen um Umspannwerksstandorte). Eine solche Zuordnung muss allerdings weiterhin technologisch differenziert geschehen, damit letztlich technologieunabhängige Leistungsbilanzen an den Umspannwerken gebildet werden können. Beispielsweise könnte die stündliche Erzeugungsleistung aus Windkraft, Photovoltaik und solarthermischen (CSP-)Kraftwerken zunächst basierend auf einer Potentialanalyse für die Sub-Regionen eines jeweiligen Landes prozessiert werden, wohingegen die Stromerzeugung großer Dampfkraftwerke direkt Umspannwerken in unmittelbarer Umgebung heutiger Kraftwerksstandorte zugeordnet werden müsste. Die Adressierung des sich daraus ergebenden Forschungsbedarfs ist Ziel des Folgevorhabens.

Schließlich wurden im Vorhaben nur stationäre Aspekte des Netzes berücksichtigt. Es können sich im Modell deshalb Netznutzungsfälle ergeben, die in der Realität nicht stabil wären. Dies kann beispielsweise bei einer ungünstigen räumlichen Verteilung der einspeisenden Generatoren der Fall sein. Die Entwicklung einer geeigneten Berücksichtigung der dynamischen Stabilität im Rahmen der Energiesystemanalyse ist daher ebenfalls ein Ziel des Folgevorhabens.

7.2.2 VERTEILNETZSIMULATIONEN

Für die Verteilnetzmodellierung liegt das Forschungsinteresse zum einen auf der Weiterentwicklung von Zeitreihenanalysen zur Untersuchung der Wechselwirkungen und netzseitigen Effekte für unterschiedliche Last- und Erzeugungsprofile. Dabei besteht ein großer Bedarf an der Nutzung realer Netzdaten für diese Art der Analyse. Zudem stellen die bisherigen Untersuchungen nur ausgewählte Fälle hinsichtlich der generellen Entwicklung des Stromsystems als auch

hinsichtlich der räumlichen Differenzierung dar. Weitere Last- und Einspeisefälle sollten im Folgenden mit dem Schwerpunkt auf lokale und regionale Wechselwirkungen über Sektoren hinweg untersucht werden. Beispielsweise sollten unterschiedliche Anordnungen der Windanlagen für eine genauere Prognose der Netzausbaumaßnahmen in Zukunft unternommen werden. Die Unsicherheit in der Wahl des Netzknotens für die Integration von Windparks könnte reduziert werden, wenn Windvorrangflächen existieren und diese in die Simulationen mit einbezogen werden. In der Folgeforschung soll dabei insbesondere die Rolle der Sektorenkopplung für den Netzausbau aufgezeigt werden, unter Berücksichtigung wärmeseitiger Effekte auf das Energiesystem. Ziel ist eine standortabhängige Technologie- und Kostenanalyse einschließlich weiterer Infrastrukturoptionen wie Power-to-Gas-Anlagen.

Ein Ziel der weiteren Forschung ist zudem die engere Kopplung der Ergebnisse der Systemmodellierung mit denen der Verteilnetzmodellierung. Insbesondere ein direkter Austausch von Last- und Einspeiseprofilen sowie von Ergebnissen der stündlichen Beladung dezentraler Speicher oder anderer Indikatoren des Einsatzes und der Wechselwirkung könnte helfen, die unterschiedlichen Perspektiven zusammenzuführen und hinsichtlich Systemeffekten zu einer integrierten Bewertung von Infrastrukturoptionen zu kommen. Dadurch kann ein sehr viel genaueres Bild erzeugt werden, welche Abregelungen an erneuerbarer Stromerzeugung und Kosten im Stromsystem in Abhängigkeit der Stromerzeugungsstruktur und weiterer Randbedingungen zu erwarten ist.

Schließlich ist angesichts der Determinierung der Simulationsergebnisse durch die Rahmenannahmen eine breitere Analyse von zukünftigen Versorgungssituationen sowie auch unterschiedlicher Regionen erforderlich. Die Ergebnisse für einzelne Netzgebiete hängen stark von den jeweiligen Annahmen der absoluten Last, ihres zeitlichen Verlaufs sowie der projizierten dezentralen Stromerzeugung ab.

7.2.3 STROMMARKTANALYSEN

Eine besondere Herausforderung der Abbildung des Akteursverhaltens in Bezug auf den Einsatz von Flexibilitätsoptionen (neben Speichern auch von Maßnahmen zum Demand Response sowie z. B. von Elektromobilität und Wärmepumpen) ist die Berücksichtigung von Rückkopplungseffekten. Unter der Annahme, dass die beteiligten Akteure ihr Verhalten am Strompreis ausrichten, entstehen gleichgerichtete Effekte, die mit entsprechenden Fehlbeträgen verbunden sind. Diese Problematik hat sich zunächst im Laufe des Vorhabens bei den Simulationen mit AMIRIS gezeigt, als die Analysen von einem zentralen Speicherbetreiber auf mehrere, voneinander unabhängige Speicherbetreiber ausgeweitet wurden. Mit Hilfe einer unterschiedlichen Verteilung von Vorhersagequalitäten in Bezug auf den Strompreis konnte der Effekt etwas abgemildert werden, letztlich gingen aber die Aktivitäten der Speicherbetreiber (anders als bei einem zentralen Betreiber) mit großen Verlusten einher. Mit der Entwicklung der Einsatzstrategie MULTI (vgl. Abschnitt 4.2.6), die das Betriebsverhalten an dem Median der vorhergesagten Strompreise ausrichtet, konnte schließlich ein Ansatz gefunden werden, eine robuste Strategie für mehrere, voneinander unabhängige Akteure zu implementieren. Unter Berücksichtigung des mit steigendem Anteil an Erneuerbaren zunehmenden Bedarfs an Flexibilitäten bedarf es allerdings weitergehender Forschungen zu den damit verbundenen Rückkopplungseffekten. Bislang wird meist als Kriterium für einen systemfreundlichen Ansatz eine Orientierung am Strompreis gefordert, da dieser als Indikator für Knappheiten dient. Ziel weiterer Forschungen sollte daher die Frage sein, wie vielfältige, z. T. sehr dezentral gesteuerte, und in der Summe sehr große Kapazitäten an

Flexibilitätsoptionen ihr Einsatzverhalten ausrichten können, ohne sich gegenseitig die Geschäftsgrundlage zu entziehen. Ein eigenes Forschungsfeld müsste dabei geeignete Methoden zur Aggregation von Einzelentscheidungen adressieren, wie z. B. den Einsatz von Wärmepumpen in Haushalten.

Vor diesem Hintergrund sowie dem Hintergrund der Ergebnisse zum Einfluss verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen in Abschnitt 6.4.2 zeigt sich das Erfordernis weitergehender Untersuchungen zu adäquaten Anreizen zu Investitionen und zum Betrieb sowohl von erneuerbaren Energien als auch von Flexibilitätsoptionen. Insbesondere ist die Frage nach der Refinanzierung von Kapazitäten zur Überbrückung von kalten Dunkelflauten, die entsprechend selten zum Einsatz und damit auf sehr geringe Volllaststunden kommen, noch nicht beantwortet.

Schließlich hat sich im Verlauf des Vorhabens gezeigt, dass Restriktionen in der räumlichen Übertragung den Bedarf an nicht-netzseitigen Flexibilitäten stark beeinflussen. Dieser Aspekt kann derzeit mit dem Modell AMIRIS noch keine Berücksichtigung finden, spielt aber eine bedeutende Rolle in der Bewertung von ökonomischen Potentialen, die in Zukunft in die Bewertung mit einbezogen werden sollte. Dazu wäre es notwendig, die Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen wie Speicher in AMIRIS genauer aufzulösen, räumlich abzubilden und das Modell mit einem entsprechenden Lastflussmodell zumindest über einen Austausch von Simulationsergebnissen zu koppeln.

8 GLOSSAR

8.1 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BHKW	Blockheizkraftwerke
CO ₂	Kohlendioxid
CSP	Concentrated Solar Power / solarthermische Kraftwerke
CSV	Comma-separated values, Dateiformat
DSM	Demand Side Management
DT	Dampfturbinen
E2P	Energy-To-Power-Ratio
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
FLM	Freileitungsmonitoring
GDX	General Algebraic Modeling System (GAMS) Data eXchange, Dateiformat
GIS	Geographisches Informationssystem
GT	Gasturbinen
GTC	Grid Transfer Capacity
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GWh	Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
HS, MS, NS	Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung
HVAC / HDÜ	High Voltage Alternating Current / Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HVDC / HGÜ	High Voltage Direct Current / Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
kV	Kilovolt
KW	Kraftwerke
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW, MWh	Megawatt, Megawattstunde
LAO	Lastausgleichsoptionen
Li	Lithium
NAP	Netzanschlusspunkt
NEP	Netzentwicklungsplan
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PV	Photovoltaik
rEE	Regelbare erneuerbare Energien
s.	siehe
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
WEA	Windenergieanlage

8.2 BEGRIFFE UND DEFINITIONEN

ERZEUGER

Als Erzeuger werden Technologien bezeichnet, welche die Energieformen Strom, Wasserstoff (bzw. Methan) und Wärme bereitstellen. Hierzu zählen beispielsweise Kraftwerke oder Photovoltaikanlagen.

FLOWGATES

Als Flowgates werden hier die Verbindungen (Links) in einem räumlich aggregierten Netzwerk für den Stromtransport (d.h. dem in POSIM repräsentierten Übertragungsnetz) bezeichnet. Sie sind somit die leitungsbezogene Entsprechung der Regionen, welche sich aus der räumlichen Aggregation aller Netzknotenpunkte innerhalb einer bestimmten Region ergeben. Die Übertragungsstrecken, welche in REMix die Regionen verbinden, sind folglich Flowgates. Diese bestehen in der Regel aus mehreren realen Stromübertragungsleitungen bzw. -trassen, welche die jeweiligen Regionengrenzen überschreiten. Bei einer Regionenbildung zu Nationalstaaten entsprechen Flowgates also beispielsweise einer Zusammenfassung aller jeweiligen Grenzkuppelleitungen.

FLUKTUIERENDE STROMERZEUGUNG

Siehe *REGELBARE STROMERZEUGUNG*.

GESAMTSYSTEMKOSTEN

Mit Gesamtsystemkosten wird die Summe aller innerhalb eines Jahres entstehenden Kosten für den Betrieb und die Bereitstellung der Versorgungsinfrastruktur zur Deckung des Energiebedarfs bezeichnet. D.h. die Gesamtsystemkosten umfassen sämtliche variablen und fixen Betriebskosten aller Erzeuger und Lastausgleichsoptionen, sowie deren Annuitäten, unabhängig davon, ob die installierte Leistung modellexogen oder -endogen bestimmt ist.

GRID TRANSFER CAPACITY

Als Grid Transfer Capacity (GTC) wird die technische Übertragungsfähigkeit bezeichnet, die angibt wie viel Leistung in einem elektrischen Netz zwischen zwei Netzregionen übertragen werden kann. Entscheidend hierfür sind die physikalischen Bedingungen des Netzes - im Unterschied zu NTC-Werten, bei denen Betrachtungen des Marktgeschehens zusätzlich Berücksichtigung finden. Laut [67], S.89, werden GTC-Werte nicht nur von der Übertragungskapazität der Grenzleitungen bestimmt, sondern ziehen auch kritische Elemente innerhalb von Regionen in Betracht, z.B. Zuleitungen zu Grenzleitungen. Der Wert wird nach [67], S.89 als typischer Wert für ein Jahr angegeben.

Im Projekt INTEEVER werden GTC-Werte als Summe der Übertragungsfähigkeiten der einzelnen Leitungen berechnet. Dies geschieht im Gegensatz zu [67] und wird dadurch begründet, dass die Regionengrenzen so gewählt wurden, dass Netzengpässe typischerweise zwischen und nicht innerhalb der betrachteten Regionen auftreten.

KONVENTIONELLE KRAFTWERKE

Unter dem Begriff konventionelle Kraftwerke werden alle Kraftwerkstypen zusammengefasst, welche fossile Primärenergieträger zur Stromerzeugung nutzen. Ferner werden auch Kernkraftwerke den konventionellen Kraftwerken zugeordnet. Wasserkraftwerke hingegen werden den EE-Anlagen zugeordnet

KURZFRISTSPEICHER

Speichertechnologien mit Zeitspannen zwischen Beladen und Entladen von einer bis zu drei Stunden.

LANGFRISTSPEICHER

Speichertechnologien mit Zeitspannen zwischen Beladen und Entladen von mehr als einem Tag.

LASTAUSGLEICHSOPTIONEN

Lastausgleichsoptionen sind Technologien, welche in der Lage sind, die Systemflexibilität [68] zu erhöhen. D.h. durch ein gewisses zeitliches oder räumliches Verschieben oder ein Vermeiden von Erzeugung oder Nachfrage mittels Lastausgleichsoptionen werden Ungleichgewichte zwischen gegebener Erzeugung und Nachfrage ausbalanciert. Zu den zeitlichen LAO zählen z.B. Gaskraftwerke oder die Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung. Häufig sind LAO aber in der Lage sowohl als Erzeuger als auch als Last zu fungieren. Hierzu zählen u.a. sämtliche Formen der Energiespeicherung und Leistungsübertragung, aber auch zusätzliche, steuerbare Lasten und Speicher, welche sich durch die Kopplung des Stromsektors mit Verkehrs- und Wärmesektor ergeben (z.B. durch Laden von Elektrofahrzeugen oder Wasserstofferzeugung mit Elektrolyseuren).

LASTEN

Als Lasten werden Technologien bezeichnet, welche eine zu deckende Nachfrage nach den Energieformen Strom oder Wärme verursachen. Hierzu zählen beispielsweise Fahrzeuge, wie Elektroautos, wenn diese ungesteuert geladen werden.

LASTFALL

Ein Lastfall beschreibt für eine bestimmte Situation im Jahr die Gesamtheit aller zu diesem Zeitpunkt an den Knoten des Übertragungsnetzes anliegenden Lasten.

MAKROREGIONAL

Im Kontext der vorliegenden Studie bezeichnet makroregional eine geopolitische Perspektive, welche Staatsgrenzen übergreifende Analysen (z.B. für die Europäische Union) erlaubt.

MIKROREGIONAL

Im Kontext der vorliegenden Studie bezeichnet mikroregional eine geografische Perspektive, welche Analysen für einen Teilbereich eines Staates (z.B. für einen Landkreis) erlaubt.

MITTELFRISTSPEICHER

Speichertechnologien mit Zeitspannen zwischen Beladen und Entladen von drei bis zu 24 Stunden.

NETZNUTZUNGSFALL

Der Netznutzungsfall ergibt sich aus der Kombination eines Lastfalles und gleichzeitiger Berücksichtigung der jeweiligen Stromeinspeisung an den jeweiligen Knoten des Übertragungsnetzes. Dabei stellt sich ein Stromaustausch zwischen Knoten bzw. Regionen ein, der den Netznutzungsfall ebenfalls charakterisiert [69].

REGELBARE STROMERZEUGUNG

Der Begriff regelbare Stromerzeugung bezeichnet hier die Möglichkeit über lange Zeiträume eine rein lastorientierte Stromerzeugung zur gewährleisten. In diesem Zusammenhang gelten folglich z.B. konventionelle Kraftwerke oder Biomasse-Blockheizkraftwerke als regelbar. Letztere sind dieser Begrifflichkeit folgend Vertreter der rEE-Anlagen. Dem gegenüber gelten fEE-Anlagen als nicht regelbare Kraftwerkstypen, da deren Stromerzeugung stark von einer fluktuierenden Ressourcenverfügbarkeit abhängig ist. Bei solarthermischen Dampfkraftwerken (CSP-Anlagen) wird grundsätzlich die Möglichkeit der Zufeuerung mit fossilen Brennstoffen unterstellt, weshalb sie hier den regelbaren Kraftwerkstypen zugeordnet werden. Für die vorliegende Studie zeigt Tabelle 25 die verwendete Zuordnung von Stromerzeugungsanlagen zu regelbaren und fluktuierenden Kraftwerkstypen.

Tabelle 25: Definition regelbarer und fluktuierender Stromerzeugungsanlagen

Regelbare Stromerzeugung	Fluktuierende Stromerzeugung
<ul style="list-style-type: none">• Biomasse-KW• CSP-KW• Dieselaggregate• Gasturbinen• Geothermische KW• GuD-KW• Kernkraftwerke• Kohle-KW• Speicherwasser-KW	<ul style="list-style-type: none">• Laufwasserkraftwerke• Photovoltaikanlagen• Windkraftanlagen

SZENARIO

In Anlehnung an die in [70] verwendete Definition eines Szenarios wird der Begriff hier für ein in sich konsistentes Mengengerüst technisch-ökonomischer Parameter zur Beschreibung plausibler, zukünftiger Entwicklungen des Energieversorgungssystems verwendet. Im Projekt werden fünf unterschiedliche Szenarien betrachtet: Basisszenario, CSP (Stromimporte), H2 (Wasserstoffwirtschaft), CSP&H2 (Kombination) und eHighway-Szenario, wobei zusätzlich Referenzfälle (REF) ohne die Verfügbarkeit von Lastausgleichsoptionen definiert werden.

SZENARIOVARIANTE

Szenariovarianten unterscheiden sich durch das Abändern weniger, grundsätzlicher Annahmen in ihrer Ausgestaltung wesentlich von den oben definierten Szenarien. Im Vorhaben erfolgt ins-

besondere die Unterscheidung nach vier verschiedenen Netzvarianten „Trend“, „Supergrid“, „Smart-Grid“ und „Protest“.

SENSITIVITÄT

Als Sensitivitäten werden weitere Szenarienvarianten bezeichnet, die im Vergleich zu einem Szenario abweichende Annahmen hinsichtlich bestimmter numerischer Eingangsparameter für die Modellierung berücksichtigen. Dies können beispielsweise höhere Investitions- oder Betriebskosten für eine Technologie sein. Im Fall des Vorhabens werden historische Last- und Wetterdaten sowie die Netzausbaukosten variiert. Streng genommen ist auch das Szenario eHighway Bestandteil der Sensitivitätsanalysen, weil damit nur die Effekte der Zusammensetzung des europäischen Kraftwerksparks auf die Rolle der LAO untersucht werden.

ÜBERTRAGUNGSNETZ

Synonym mit Stromtransportnetz, das entsprechend der Lastflussrechnungen im Vorhaben die Stromleitungen und Übertragungskapazitäten auf 220 kV- und 380 kV-Ebene umfasst.

9 REFERENZEN

- [1] S. Hagspiel, C. Jaegemann, D. Lindenberger, T. Brown, S. Cherevatskiy, and E. Troester, "Cost-optimal power system extension under flow-based market coupling," *Energy*, vol. 66, Mar. 2014, pp. 654–666. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.025>.
- [2] "Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2013“)," 2009. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Kunden/regionenmodell_stromtransport_2013.PDF.
- [3] D. Treuherz, "The impact of various meteorological years on system reliability in a German energy scenario for 2025," University of Applied Sciences Mannheim, 2015. Available: <http://elib.dlr.de/98359/>.
- [4] ENTSO-E, ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects - FINAL- Approved by the European Commission, 2015. Available: <https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>.
- [5] T. Ma and Y. Nakamori, "Modeling technological change in energy systems . From optimization to agent-based modeling," *Energy*, vol. 34, Jul. 2009, pp. 873–879. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.03.005>.
- [6] IEA, Energy Balances of OECD Countries, 2014 edition, International Energy Agency (IEA), 2014.
- [7] Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories, {Intergovernmental Panel on Climate Change}, 2006. Available: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/find_ef_s1.php.
- [8] J. Repenning, F.C. Matthes, R. Blanck, L. Emele, U. Döring, H. Förster, M. Haller, R. Harthan, K. Henneberg, H. Hermann, W. Jörß, P. Kasten, S. Ludig, C. Loreck, M. Scheffler, K. Schumacher, W. Eichhammer, S. Braungardt, R. Elsland, T. Fleiter, J. Hartwig, J. Kockat, B. Pfluger, W. Schade, B. Schlomann und F. Sensfuß, Klimaschutzszenarien 2050 - 1. Modellierungsrunde, Öko-Institut and Fraunhofer Institut für Systemanalyse und Innovationsforschung (FhG ISI), 2014.
- [9] K. Bruninx, D. Orlic, D. Couckuyt, N. Grisey, B. Betraoui, N.T. Franck, G. Keane, B. Hickman, D. Huertas-Hernando, T. Anderski, and others, "E-highway2050: D2. 1 Data sets of scenarios for 2050," 2014. Available: http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/e-Highway_database_per_country-08022016.xlsx.
- [10] ENTSO-E, "Historical data (until December 2015), Consumption data: Hourly load values 2006 – 2015," 2016. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Monthly-hourly-load-values_2006-2015.xlsx.
- [11] M. Wietschel, M. Arens, C. Dötsch, S. Herkel, W. Krewitt, P. Markewitz, D. Möst und M. Scheufen, Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2009. Available: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-1185350.pdf.
- [12] J. Nitsch, T. Pregger, Y. Scholz, T. Naegler, M. Sterner, N. Gerhardt, A. von Oehsen, C. Pape, Y.-M. Saint-Drenan und B. Wenzel, Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der

- Entwicklung in Europa und global, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), 2010.
- [13] H. Wirth, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 25.12.2015, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2015. Available: www.pv-fakten.de.
 - [14] C. Noack, F. Burggraf, S.S. Hosseiny, P. Lettenmeier, S. Kolb, S. Belz, J. Kallo, K.A. Friedrich, T. Pregger, K.K. Cao, D. Heide, T. Naegler, F. Borggreffe, U. Bünger, J. Michalski, T. Raksha, C. Voglstätter, T. Smolinka, F. Crotogino, S. Donadei, P.-L. Horvath und G.-S. Schneider, Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014.
 - [15] T. Pregger, D. Luca de Tena, M. O’Sullivan, N. Roloff, S. Schmid, B. Propfe, D. Hülsebusch, B. Wille-Haussmann, S. Schwunk, C. Wittwer, T. Pollok, S. Krahel und A. Moormann, Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)- Institut für technische Thermodynamik (TT), Institut für Fahrzeugkonzepte (FK), Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), RWTH Aachen- Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft, 2012. Available: <http://elib.dlr.de/77130/>.
 - [16] D. Luca de Tena, “Large Scale Renewable Power Integration with Electric Vehicles,” Universität Stuttgart, 2014. Available: <http://dx.doi.org/10.18419/opus-2339>.
 - [17] ENTSO-E, Ten-Year Network Development Plan 2016 Executive Report, ENTSO-E, 2016. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/2016/exec-report/>.
 - [18] Deutsches Zentrum fuer Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), “EOC’s EOWEB Portal,” 2017.
 - [19] Dena, dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025., Deutsche Energieagentur (Dena), 2010.
 - [20] Deutsche Energieagentur, dena-Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, 2005.
 - [21] K2 Engineering GmbH, Machbarkeitsstudie - Verkabelung Bereich Froschgrundsee und Pöperlholz, 2013.
 - [22] B.R. Oswald, 380-kV-Salzburgleitung. Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu, 2007.
 - [23] KEMA IEV – Ingenieurunternehmen für Energieversorgung, Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- oder Teilverkabelung der 380-kV-Leitung „St. Peter – Tauern“ im Bundesland Salzburg, 2008.
 - [24] B. Oswald und L. Hofmann, “Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar,” Leibniz Universität Hannover, Hannover, Gutachten im Auftrag der transpower stromübertragungs gmbh, vol. 20, 2010.
 - [25] M. Hackmann, B. Hörpel, B. Fuchs, M. Mittelstaedt, H. Natemeyer und Y.S. B. Özalay, Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung, P3 energy and storage GmbH and Institut für Hochspannungstechnik (IFHT), RWTH Aachen, 2012.
 - [26] H. Barth, B. Idlbi, J. von Appen und M. Braun, “Spannungshaltung und Leistungsausgleich erneuerbarer Energieerzeugung mittels Speichern im Mittelspannungsnetz,” Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS), 2014.

- [27] O. Feix, T. Wiede, M. Strecker und R. König, Netzentwicklungsplan Strom 2025: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2015. Available: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2025-version-2015-erster-entwurf>.
- [28] U. Remme, "Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland : Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell," Universität Stuttgart, 2006. Available: <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2006/2817>.
- [29] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schafer, J.-H. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke, and M. Braun, "Pandapower-an open source Python tool for convenient modeling, analysis and optimization of electric power systems," IEEE Transactions on Power Systems, 2018.
- [30] A. Scheidler, L. Thurner, and M. Braun, "Automated distribution system planning for large-scale network integration studies," arXiv preprint arXiv:1711.03331, 2017.
- [31] M. Deissenroth, M. Klein, K. Nienhaus, and M. Reeg, "Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration," Complexity, vol. 2017, 2017.
- [32] B. Stott, J. Jardim, and O. Alsac, "DC Power Flow Revisited," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, Aug. 2009, pp. 1290–1300. Available: <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2021235>.
- [33] F. Cebulla and T. Fichter, "Merit order or unit-commitment: How does thermal power plant modeling affect storage demand in energy system models?," Renewable Energy, vol. 105, May. 2017, pp. 117–132. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116310990>.
- [34] H.C. Gils, Y. Scholz, T. Pregger, D. Luca de Tena, "Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe," Energy, vol. 123, 2017, pp. 173–188. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217301238>
- [35] H.C. Gils, "Economic potential for future demand response in Germany - Modeling approach and case study," Applied Energy, vol. 162, 2016, pp. 401–415. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915013100>.
- [36] H. Gils, S. Simon, and R. Soria, "100% Renewable Energy Supply for Brazil—The Role of Sector Coupling and Regional Development," Energies, vol. 10, Nov. 2017, p. 1859.
- [37] H.C. Gils, "Assessment of the theoretical demand response potential in Europe," Energy, vol. 67, 2014, pp. 1–18. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214001534>.
- [38] D.K. Maly and K.-S. Kwan, "Optimal battery energy storage system (BESS) charge scheduling with dynamic programming," IEE Proceedings-Science, Measurement and Technology, vol. 142, 1995, pp. 453–458.
- [39] P. Elbert, S. Ebbesen, and L. Guzzella, "Implementation of dynamic programming for n - dimensional optimal control problems with final state constraints," IEEE Transactions on Control Systems Technology, vol. 21, 2013, pp. 924–931.
- [40] D. Oeding und B.R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, Springer, 2011. Available: <http://books.google.de/books?id=Fhj4jvFT7ZUC>.
- [41] Dena, dena -Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland 2030, Deutsche Energieagentur (Dena), 2012.
- [42] PLATTS, "World Electric Power Plants Database," 2015.

- [43] ENTSO-E, "TYNDP 2016 Market Modelling Data," Nov. 2015. Available: <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/TYNDP2016%20market%20modelling%20data.xlsx>.
- [44] Open Power System Data, "Data Package National generation capacity. Version 2017-07-07. https://data.open-power-system-data.org/national_generation_capacity/2017-07-07/. (Primary data from various sources, for a complete list see URL)," 2017. Available: https://data.open-power-system-data.org/national_generation_capacity/latest/.
- [45] Frankfurt Institute for Advanced Studies (FIAS), Renewable Energy Systems & Network Analysis, "powerplantmatching: hydro_aggregation_beta," Jan. 2017. Available: <https://github.com/FRESNA/powerplantmatching>.
- [46] Y. Scholz, H.C. Gils, and R.C. Pietzcker, "Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares," *Energy Economics*, vol. 64, 2017, pp. 568–582. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988316301682>.
- [47] G.-G. Marcos and L.-A. Roberto, Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage: A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential, Joint Research Centre, 2013.
- [48] Y. Scholz, "Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe," Universität Stuttgart, 2012.
- [49] Institut für Energetik und Umwelt (IE), Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext – Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gas-förmigen Bioenergieträgern, 2005.
- [50] H. Paschen, D. Oertel und R. Grünwald, "Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland," TAB Arbeitsbericht, vol. 84, 2003.
- [51] L.L. Garver, "Transmission network estimation using linear programming," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1970, pp. 1688–1697.
- [52] A. Vafeas, T. Pagano, and E. Peirano, e-HIGHWAY 2050: Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050 - Technology assessment from 2030 to 2050, Eurelectric/VGB Power Tech, EWEA, IEN, University of Comillas, TECHNOFI, Europacable, T&D Europe, Amprion and RTE, 2014. Available: http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/D3_1_Technology_assessment_from_2030_to_2050.pdf.
- [53] ENTSO-E, "Project list TYNDP2016 assessments: Reference capacities," Nov. 2015. Available: https://www.entsoe.eu/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/Project%20list%20TYNDP2016%20assessments.xlsx&action=default.
- [54] Y. Scholz, H.C. Gils, T. Pregger, D. Heide, F. Cebulla, K.-K. Cao, D. Hess und F. Borggreffe, Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung, DLR-Institut für Technische Thermodynamik, 2014. Available: <http://elib.dlr.de/93240/>.
- [55] ENTSO-E, 10-Year Network Development Plan 2014, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2014. Available: https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Documents/TYNDP%202014_FINAL.pdf.
- [56] M. Schlesinger, P. Hofer, A. Kemmler, A. Kirchner, S. Koziel, A. Ley, A. Piégas, F. Seefeldt, S. Straßburg, K. Weinert, D. Lindenberger, A. Knaut, R. Malischek, S. Nick, T. Panke, S. Paulus,

- C. Tode, J.W.C. Lutz, U. Lehr und P. Ulrich, Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose, Prognos AG & Energiewirtschaftliches Institut (EWI) an der Universität zu Köln & Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS), 2014. Available: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2014/2014_06_24_ENDBER_P7570_Energiereferenzprognose-GESAMT-FIN-IA.pdf.
- [57] Open Power System Data, "Data Package Time series. https://data.open-power-system-data.org/time_series/2017-07-09. Version 2017-07-09. (Primary data from various sources, for a complete list see URL)," 2017. Available: https://data.open-power-system-data.org/time_series/2017-07-09.
- [58] German Transmission System Operators, Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell Stromtransport 2013), EnBW Transportnetze AG, RWE Transportnetz Strom GmbH, transpower stromübertragungs GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH, 2013. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Kunden/regionenmodell_stromtransport_2013.PDF.
- [59] D. Fürstenwerth, L. Waldmann, F. Eckert, A. Moser, A. Schäfer, T. Drees, C. Rehtanz, U. Häger, J. Kays, A. Seack, D.U. Sauer, M. Leuthold und P. Stöcker, Stromspeicher in der Energiewende, Agora-Energiewende, 2014. Available: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf.
- [60] B. Idlbi, J. von Appen, T. Kneiske, and M. Braun, "Cost-benefit analysis of battery storage system for voltage compliance in distribution grids with high distributed generation," Energy Procedia, vol. 99, 2016, pp. 215–228.
- [61] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen," 2015. Available: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-photovoltaik.html.
- [62] M. Landau, J. Prior, R. Gaber, M. Scheibe, R. Marklein und J. Kirchhof, "{TeBALE} Technische Begleitforschung »Allianz Elektromobilität«," 2017. Available: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Projekte/Abschlussbericht_TeBALE_final_oeffentlich_20170411.pdf.
- [63] B. Lenz, C. Nobis, K. Köhler, M. Mehlin, R. Follmer, D. Gruschwitz, B. Jesske und S. Quandt, Mobilität in Deutschland 2008, infas – Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. – Institut für Verkehrsforschung, 2010. Available: <https://elib.dlr.de/68010/>.
- [64] B. Vuong, "Einfluss der Elektromobilität auf das Verteilnetz," 2017.
- [65] M. Cacace, "Einfluss des Zubaus von Wärmepumpen auf die Zielnetzplanung elektrischer Verteilnetze," 2017.
- [66] K.-K. Cao, J. Metzendorf, and S. Birbalta, "Incorporating Power Transmission Bottlenecks into Aggregated Energy System Models," Sustainability, vol. 10, 2018, p. e1916.
- [67] ENTSO-E, Regional Investment Plan 2015 Continental Central East region: Final version after public consultation, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2015. Available: <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/Regional%20Investment%20Plan%202015%20-%20RG%20CCE%20-%20Final.pdf>.

- [68] NERC, Flexibility requirements and metrics for variable generation, North American Electric Reliability Corporation, 2010. Available: http://www.uwig.org/IVGTF_Task_1_4_Final.pdf.
- [69] A. Moser, C. Linnemann und C. Kraemer, "Übertragungsnetzausbau für die Energiewende," *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 62, 2012, pp. 52–56. Available: <http://www.et-energie-online.de/Zukunftsfragen/tabid/63/NewsId/377/Übertragungsnetzausbau-für-die-Energiewende.aspx>.
- [70] IPCC, "Glossary of Terms used in the IPCC Fourth Assessment Report," 2007. Available: <http://www.ipcc.ch/pdf/glossary/ar4-wg1.pdf>.
- [71] H.C. Gils, "Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage," Universität Stuttgart, 2015. Available: <http://dx.doi.org/10.18419/opus-6888>.
- [72] O. Feix, R. Obermann, M. Strecker, and R. König, *Netzentwicklungsplan Strom 2014: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2014. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2014_1_entwurf_teil1_0.pdf.
- [73] Bundesnetzagentur (BNetzA), "Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur," 2013. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Kraftwerkliste_2013.xlsx;jsessionid=C7F10E617491EED84E20A171C53FD1E1?__blob=publicationFile&v=4.
- [74] J. von Appen, J. Haack und M. Braun, "Erzeugung zeitlich hochaufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen," *IEEE Power and Energy Student Summit*, Stuttgart, 2014.
- [75] S. Schreck, "Implications of Sub-Hourly Solar Radiation Variability on Decentralized Energy Systems - Generation of Synthetic Time Series and Model-Based Assessment," Universität Stuttgart, 2018. Available: <https://elib.dlr.de/121290/>.
- [76] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, F. Trieb, Y. Scholz, K. Niehaus, N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwinn, C. Pape, H. Hahn, M. Wickert und B. Wenzel, *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012. Available: <http://elib.dlr.de/76043/>.
- [77] F. Trieb, C. Schillings, T. Pregger, and M. O'Sullivan, "Solar electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe," *Energy Policy*, vol. 42, 2012, pp. 341–353. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151100989X>.
- [78] H. Seidl und R. Heuke, *Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014.
- [79] M. Braun und I. Krybus, „Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034“, Bearing Point GmbH, Fraunhofer IEE, 2018.

ANHANG

A. DATENPROZESSIERUNG UND VERTIEFTE MODELLKOPPLUNG

Die in Kapitel 3 und 5 definierten gemeinsamen Eingangsdaten, die sich je nach Szenario unterscheiden, stellen die direkten Modell-Inputparameter dar. Allerdings werden diese hinsichtlich ihres Umfangs und ihrer Ausprägung unterschiedlich in die jeweiligen Modelle übernommen. Die nachfolgenden Abbildungen dienen daher der Veranschaulichung, welche Datensätze von den Modellen verwendet und inwieweit diese hierfür, wenn notwendig, modifiziert werden.³⁰

A1 GESAMTSYSTEMOPTIMIERUNG

A1.1 RÄUMLICHE AUFTeilUNG (REGIONALISIERUNG) DER JAHRESENERGIEMENGE FÜR MODELLREGIONEN IN DEUTSCHLAND

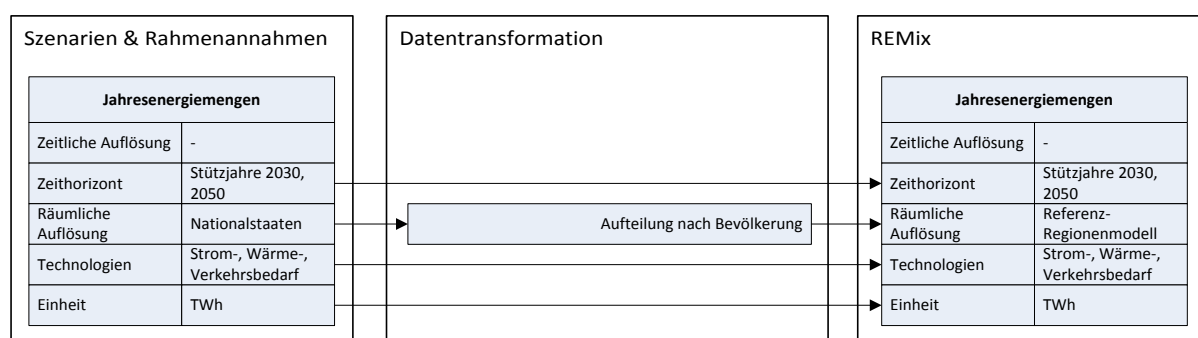


Abbildung 71: Szenariobasierte Eingangsdaten des Modells REMix – Jahresenergiemengen

Die regionale Verteilung des in den Szenarien ermittelten Jahresenergiebedarfs für Deutschland erfolgt mittels relativer Verteilfaktoren bzw. Verteilschlüssel. Der Verteilschlüssel für den nationalen Strombedarf wird mittels eines Datensatzes der Einwohner pro Landkreis (NUTS 3-Ebene) im Jahr 2013 bestimmt. Dabei wird die Summe aus den Einwohnerzahlen aller Landkreise innerhalb einer Region des Referenzregionenmodells ermittelt und diese auf die Gesamteinwohnerzahl bezogen. Die Ermittlung eines Verteilschlüssels für die Jahresstromnachfrage der Elektromobilität geschieht in ähnlicher Weise, wobei allerdings hier die Anzahl der pro Landkreis im Jahr 2015 zugelassenen Kraftfahrzeuge genutzt wird. Die Regionalisierung des Wärmebedarfs geschieht ebenfalls mittels Verteilschlüsseln. Hier wird allerdings zusätzlich zwischen

³⁰ Die Daten werden hinsichtlich ihrer zeitlichen Auflösung, dem geltenden Zeithorizont, der räumlichen Auflösung, der betroffenen Technologien und ihrer Einheit charakterisiert. Dazu zeigen die folgenden Abbildungen, inwieweit Daten so modifiziert werden müssen, um als Eingangsparameter eines Modells genutzt werden zu können. Auf der linken Seite dieser Abbildungen ist jeweils das Ausgangsdatum gekennzeichnet, die Box auf der rechten Seite zeigt hingegen an, wie dieses Datum konkret in das jeweilige Modell übernommen wird. Der mittlere Block „Datentransformation“ gibt folglich stichwortartig an, inwieweit die Daten modifiziert werden. Die Textausrichtung zeigt hierbei an, welches Modell die Datenmodifikation durchführt. Die konkrete Vorgehensweise ist anschließend im Text erläutert.

den Sektoren Industrie (Anzahl der Beschäftigten pro Industriesektor), Haushalte (Einwohnerzahl) und Gewerbe (Gewerbeflächen) unterschieden [71].

A1.2 RÄUMLICHE AUFTEILUNG (REGIONALISIERUNG) DER INSTALLIERTEN ERZEUGUNGSKAPAZITÄT FÜR MODELLREGIONEN IN DEUTSCHLAND

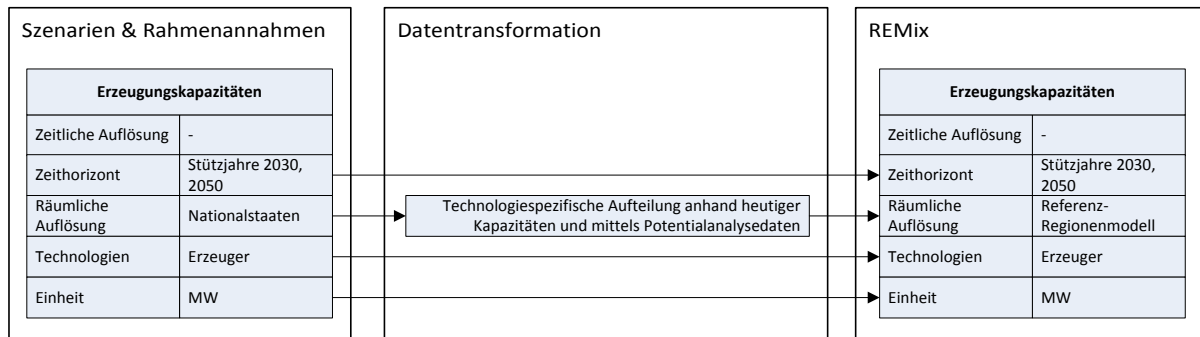


Abbildung 72: Szenariobasierte Eingangsdaten des Modells REMix – Erzeugungskapazitäten

Eine regionale Auflösung der Erzeugungskapazitäten für Strom aus Wind- und Solarenergie erfolgt mittels eines gemischten Verteilfaktors. Der Vorgehensweise in [72] folgend wird die Erzeugungsleistung aus Onshore-Windkraftanlagen und Photovoltaik mittels eines Verteilungsschlüssels von 50 % zu 50 % aufgeteilt. D.h. 50 % der Zubauleistung teilen sich nach den regionalen Erzeugungspotentialen auf und 50 % der Erzeugungsleistung werden entsprechend der gegenwärtig installierten Stromerzeugungskapazität verteilt. Grundlage für letzteres ist die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [73]. Als Erzeugungspotential wird die potentielle Jahresstromerzeugung basierend auf einer Potentialanalyse auf Landkreisebene verstanden. Für Biomasse- und Laufwasserkraftwerke werden ausschließlich heutige Standorte für die Ermittlung eines Verteilschlüssels herangezogen. Dieses Vorgehen wird für die Regionalisierung der Erzeugungskapazitäten innerhalb Deutschlands angewendet, sowohl für die Modellierung mit REMix als auch zur Bestimmung der Eingangsdaten für pandapowerPro.

Kohlekraftwerke werden, insofern eine angenommene Lebensdauer nicht überschritten ist, an ihren heutigen Standorten berücksichtigt, während die nationalen Gaskraftwerkskapazitäten anhand der heutigen geographischen Verteilung regionalisiert werden.

A1.3 MODIFIKATION DER SZENARIEN DES EUROPÄISCHEN KRAFTWERKSPARKS

Mit Ausnahme von Gasturbinen wird die Erzeugungskapazität sämtlicher Stromerzeugungstechnologien modellexogen aus den Ergebnissen zur Festlegung des europäischen Kraftwerksparks vordefiniert. In Bezug auf Stromspeichertechnologien und das Stromtransportnetz gehen lediglich die in Kapitel 5 als modellexogen beschriebenen Kapazitäten in die weiterführenden Analysen ein. Ferner werden die gleichen techno-ökonomischen (vgl. Kapitel 3.4) Eingangsdaten verwendet. Allerdings ergeben sich auch Änderungen in der Modellkonfiguration, welche im Folgenden beschrieben sind.

Ein wesentlicher Unterschied der Modellkonfiguration für die anschließenden Untersuchungen gegenüber der modellgestützten Vor-Ermittlung der europäischen Stromerzeugungskapazitäten ist die Berücksichtigung eines vollständigen Wärmebedarfsszenarios. D.h. anders als bei der in 5.4 beschriebenen Sektorenkopplung ist die gesamte Wärmenachfrage aus Industrie, Gewerbe

und Haushalten zu decken. Hierzu werden sowohl KWK-Anlagen als auch Wärmespeicher und Spitzenlastkessel modelltechnisch mit REMix abgebildet. Dabei wird unterstellt, dass zunächst alle konventionellen Kraftwerke, die fossile Primärenergieträger nutzen, grundsätzlich als KWK-Anlagen betrieben werden können. Eine Ausnahme hiervon bilden Gasturbinen, die vor allem als Backup-Kapazitäten für den Stromsektor betrachtet werden und – wie oben bereits erwähnt – nicht modellexogen vorgegeben werden.

A1.4 MODELLKOPPLUNG LEISTUNGSFLUSSSIMULATION UND GESAMTSYSTEMOPTIMIERUNG

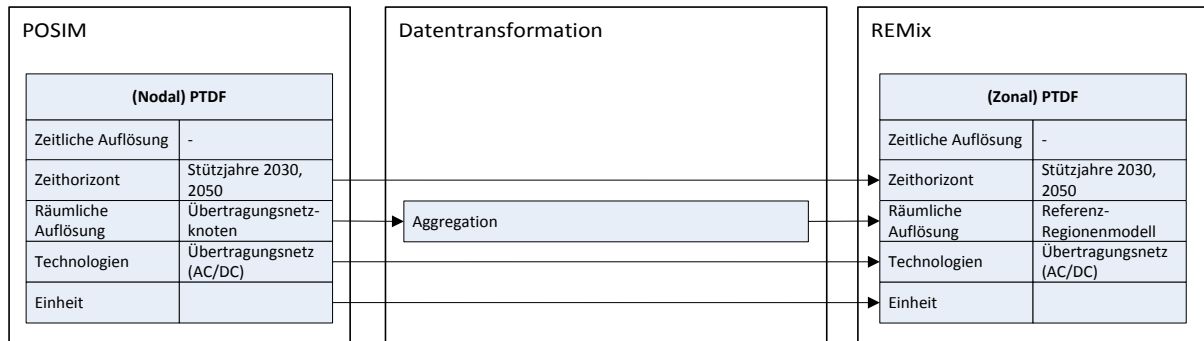


Abbildung 73: Eingangsdaten des Modells REMix auf Grundlage von Ausgangsdaten des Modells POSIM

Die Modelle REMix und POSIM werden unidirektional miteinander gekoppelt. Während von REMix die Leistungsflüsse und die Netzausbauplanung regionenbasiert für das Referenz-Regionenmodell durchgeführt werden, basieren die Ergebnisse von POSIM auf einer knotenscharfen, stationären Leistungsflussberechnung für das kontinentaleuropäische Verbundnetz inklusive der nordafrikanischen Staaten Marokko, Tunesien und Algerien.

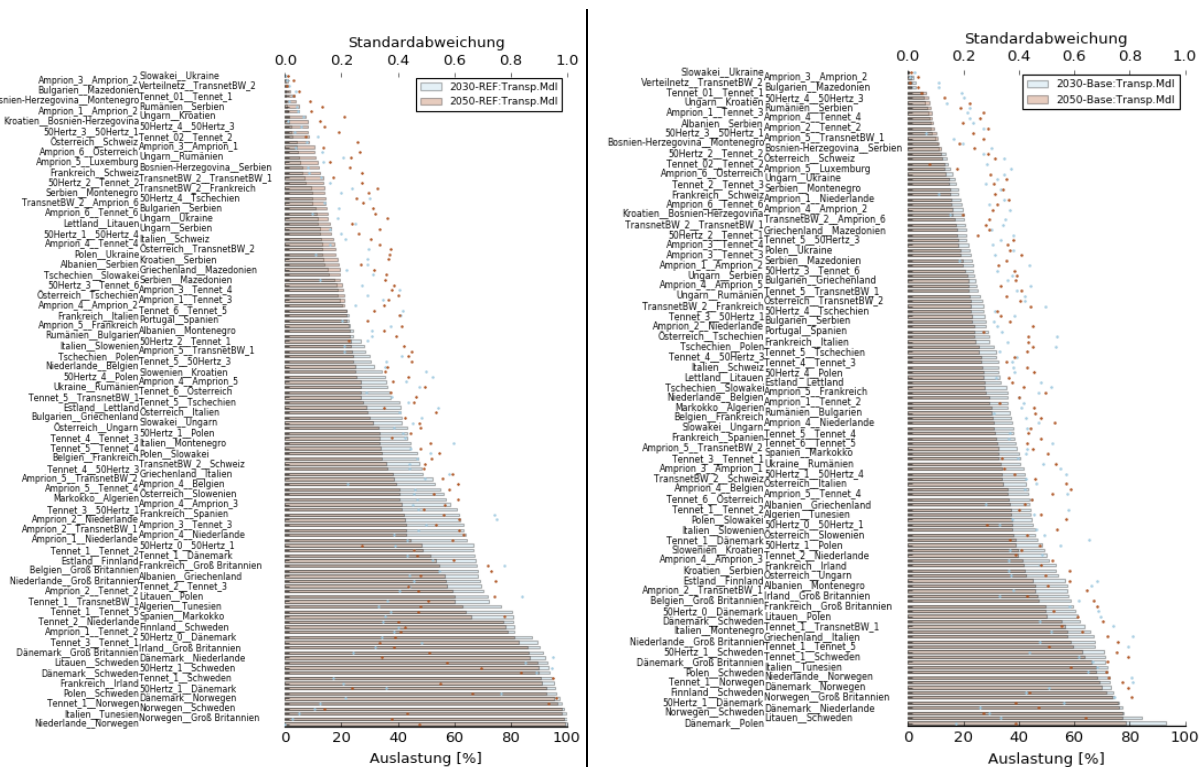
Ausgangspunkt hierfür ist ein charakteristischer Netznutzungsfall, der zur Ableitung von Power Transfer Distribution Factor (PTDF)-Matrizen genutzt wird. Diese gehen in reduzierter Form zur linearen Modellierung des Leistungsflusses in REMix ein.

A1.5 REGIONALISIERUNG DES MODELLS REMix ZUR BERÜCKSICHTIGUNG DES VERTEILNETZGEBIETS

Die in den Verteilnetzanalysen betrachteten Regionen sind nicht deckungsgleich mit den in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Modellregionen. Daher wird eine zusätzliche regionale Differenzierung zur Kopplung von REMix und pandapowerPro vorgenommen. Hierzu wird an die entsprechende Modellregion des Regionenmodells (in Süd-West-Deutschland) eine zusätzliche Modellregion („Oberrhein“) angebunden. Da innerhalb einer Modellregion prinzipiell davon ausgegangen wird, dass keine Übertragungsengpässe auftreten können, besitzt die entsprechende Anbindung an das Stromtransportnetz zunächst eine unlimitierte Übertragungskapazität. Die aggregierten Lasten und Erzeugungskapazitäten der Modellregion werden um die für das Verteilnetzgebiet „Oberrhein“ ermittelten Lasten und Erzeugungskapazitäten reduziert. Ziel ist dabei eine konsistente Verwendung dieser Daten sowohl in REMix als auch in pandapowerPro.

A1.6 EINFLUSS DER MODELLIERUNGSMETHODIK FÜR LEISTUNGSFLÜSSE IM ÜBERTRAGUNGSNETZ AUF LEITUNGS-AUSLASTUNG UND LEISTUNGSFLÜSSE

Abbildung 74 zeigt die mittlere Auslastung (Balken) und Standardabweichung der normierten Leistungsflüsse (Datenpunkte) auf den Übertragungsstrecken für die Szenarien "2030-REF" und "2050-REF" sowie "2030-Base" und "2050-Base" unter Anwendung des Transportmodells, des DC-Power-Flow-Ansatzes und der PTDF-Methode. Zu erkennen ist einerseits die Abnahme der Leitungsauslastung beim Vergleich der Szenarien der Jahre 2030 und 2050. Andererseits zeigt sich, dass für die Methoden mit Restriktionen hinsichtlich der Verteilung der Leistungsflüsse eine Art Auslastungsplateau im Bereich von ca. 40 % entsteht. Zudem wird der Zusammenhang zwischen Leitungsauslastung und Variabilität der Leistungsflüsse über die Übertragungsstrecken sichtbar. Mit Korrelationsfaktoren von 0,73 („2030-Base“) und 0,85 („2050-Base“) ist dies vor allem im Falle des DC-Power-Flow besonders deutlich. Eine geringere Ausprägung dieses Zusammenhangs ergibt sich für das Transportmodell (0,68; 0,78) und die PTDF-Methode (0,57; 0,77). Grund hierfür ist, dass der Zusammenhang nur bis zu einer mittleren Auslastung von ca. 60 % gilt. Bei höheren Ausnutzungsgraden der Übertragungskapazitäten nimmt die Standardabweichung der normierten Leistungsflüsse deutlich ab, wie vorwiegend anhand der linken Teilgrafiken von Abbildung 74 ersichtlich ist. Insbesondere für das Transportmodell und den DC-Power-Flow-Ansatz wird hier auch die Zunahme der Auslastung selten beanspruchter Übertragungsstrecken bzw. die Abnahme der Auslastung bei mittel bis stark ausgelasteten Übertragungskapazitäten beim Vergleich der Szenarien „2030-REF“ und „2050-REF“.



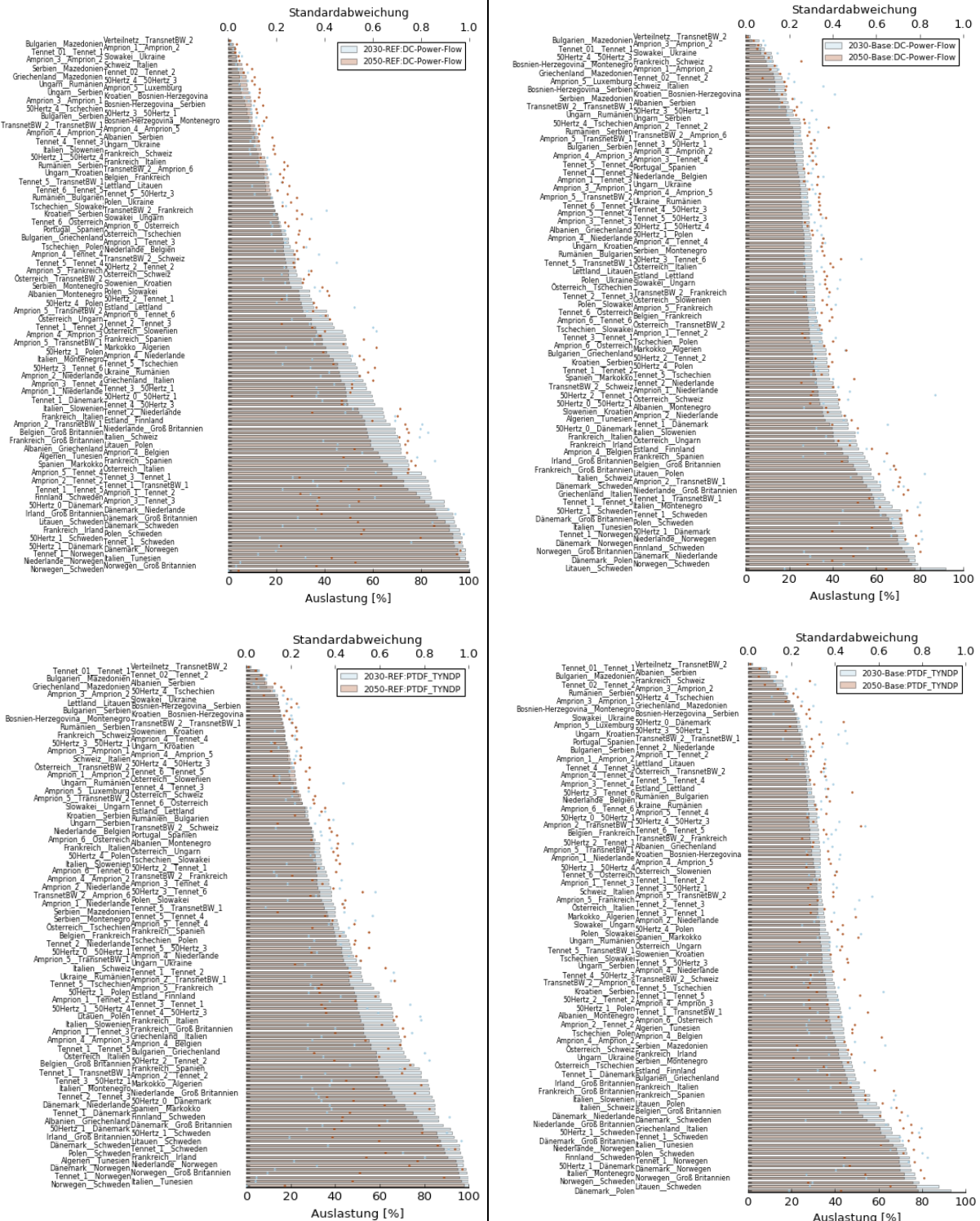


Abbildung 74: Mittlere Auslastung (Balken) und Standardabweichung der normierten Leistungsflüsse (Datenpunkte) auf den Übertragungsstrecken für die Szenarien "2030-REF" und "2050-REF" (links) sowie "2030-Base" und "2050-Base" (rechts) unter Anwendung eines Transportmodells (oben), eines DC-Power-Flow-Ansatzes (mitte) und einer PTDF-Methode (unten)

A2 VERTEILNETZMODELLIERUNG

Für die in Kapitel 6.3 beschriebenen Analysen gehen folgende Daten in das Verteilnetzmodell ein.

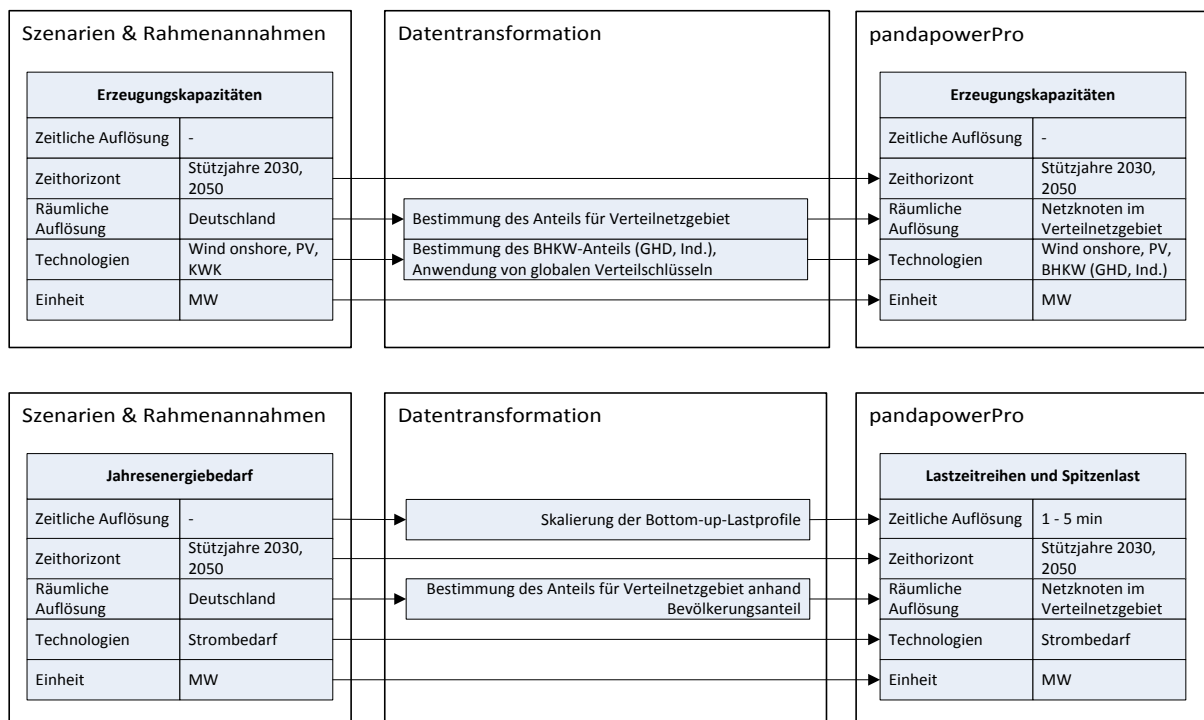


Abbildung 75: Szenariobasierte Eingangsdaten des Verteilnetzmodells

Für die weiterführenden Untersuchungen werden zusätzlich die Anzahl und Nennleistung von Elektrofahrzeugen im untersuchten Verteilnetz für die Basisszenarien der Jahre 2030 und 2050 betrachtet. Die Annahmen für die Verteilnetzmodellierung werden aus [76] abgeleitet. Die Annahmen zur Anschlussleistung wurden nach einer Marktrecherche festgelegt und variiert.

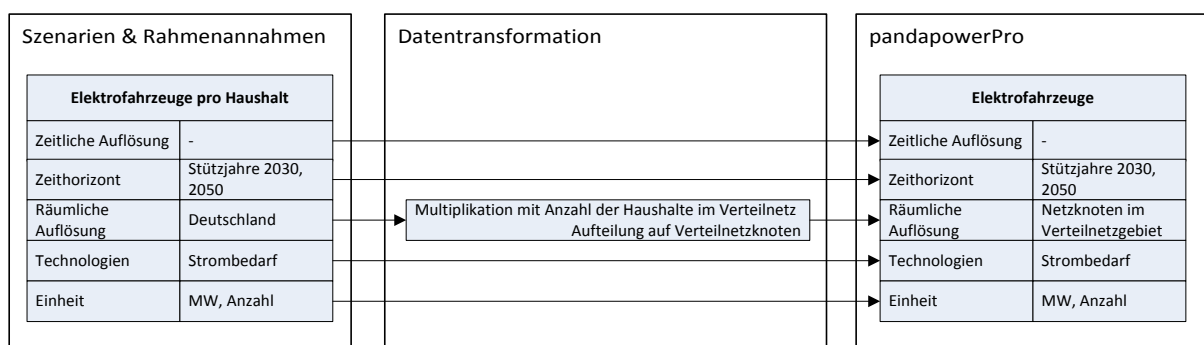


Abbildung 76: Szenariobasierte Eingangsdaten des Verteilnetzmodells

A2.1 AUFTEILUNG DER ERZEUGUNGSLEISTUNG

Wie in Abbildung 75 zu sehen, werden basierend auf den Szenarien des deutschen Kraftwerksparks die Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien für das Verteilnetzgebiet abgeleitet. Hierzu werden je nach Technologie Verteilschlüssel für die Zubauleistung des Szenarios er-

mittelt. Somit ergibt sich die zusätzliche Kapazität der Erzeugungstechnologien PV, Wind Onshore und Wind Offshore im Verteilnetzgebiet (r_{DG}) im Vergleich zum Jahr 2015 zu jeweils 50 % auf Grundlage eines Potentialschlüssels α bzw. Kapazitätsschlüssels β .

$$\begin{aligned}
 P_{Total}(y, \tau_{fEE'}, r_{DG}) &= P_{Total}(y_{2015}, \tau_{fEE'}, r_{DG}) + 0,5 \cdot [\alpha(\tau_{fEE'}, r_{DG}) + \beta(\tau_{fEE'}, r_{DG})] \\
 &\cdot [P_{Total}(y, \tau_{fEE'}, r_D) - P_{Total}(y_{2015}, \tau_{fEE'}, r_D)]
 \end{aligned} \tag{23}$$

$\forall y \in \{2030, 2050\}$

$\forall \tau_{fEE'} \in \{PV, \text{Wind Onshore}, \text{Wind Offshore}\}$

$P_{Total}(y, \tau_{fEE'}, r_{DG})$ Installierte Erzeugungskapazität pro Stützjahr y , fEE-Technologie τ und für das Verteilnetzgebiet r_{DG}

r_D : Modellregion „Deutschland“

$\alpha(\tau_{fEE'}, r_{DG})$ Verteilschlüssel basierend auf Potentialanteil pro fEE-Technologie τ für das Verteilnetzgebiet r_{DG}

$\beta(\tau_{fEE'}, r_{DG})$ Verteilschlüssel basierend auf Anteil an installierter Erzeugungskapazität im Jahr 2015 pro fEE-Technologie τ für das Verteilnetzgebiet r_{DG}

Zu Ermittlung der Kapazitäten weiterer Erzeugungstechnologien, wie Biomasse- oder Wasserkraftwerken wird lediglich der Kapazitätsschlüssel β für eine lineare Skalierung der Zubaukapazität angesetzt:

$$\begin{aligned}
 P_{Total}(y, \tau_{EE'}, r_{DG}) &= P_{Total}(y_{2015}, \tau_{EE'}, r_{DG}) \\
 &+ [P_{Total}(y, \tau_{EE'}, r_D) - P_{Total}(y_{2015}, \tau_{EE'}, r_D)] \cdot \beta(\tau_{EE'}, r_{DG})
 \end{aligned} \tag{24}$$

$\forall y \in \{2030, 2050\}$

$\forall \tau_{EE'} \in \{\text{Biomasse}, \text{Wasserkraft}\}$

Die Aufteilung dieser Gesamterzeugungsleistung innerhalb des Verteilnetzgebiets basiert auf stochastischen Verteilungen von Anlagengrößen und Standort im Netz. Somit können kritische Netzszenarien bezüglich Spannungshaltung betrachtet werden (z.B. Platzierung von großen Erzeugungsanlagen in großer Distanz zum Umspannwerk führt zu kritischen Spannungen im Netz).

A2.2 ERZEUGUNG VON LASTZEITREIHEN IN MINUTEN-AUFLÖSUNG

Im Fraunhofer IEE wurde ein Verfahren zur Erzeugung zeitlich hoch aufgelöster Jahreslastprofile entwickelt [74]. Diese basieren auf der Geräteausstattung, der Anzahl der in den Haushalten lebenden Personen und deren Gewohnheiten sowie gemessenen Gerätelastprofilen. Neben Standardlastprofilen wird dieses Tool für die Erzeugung spezifischer Lastprofile verwendet.

A2.3 ERZEUGUNG VON EE-EINSPEISEZEITREIHEN IN MINUTEN-AUFLÖSUNG

Für die Analysen auf Verteilnetzebene werden Einspeisezeitreihen von PV- und Windkraftanlagen in sehr hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung benötigt. Vorliegende Einspeisezeitreihen werden vorwiegend für die Prozessierung in REMix genutzt und erfüllen diese Anforderungen

aufgrund des makroregionalen Fokus des Modells nur teilweise. Insbesondere um eine zeitliche Datenauflösung im Bereich von 1- bis 5-Minuten-Schritten zu erreichen, wird daher auf die Erzeugung generischer Einspeisezeitreihen zurückgegriffen.

Die generische Zeitreihe der Windstromeinspeisung wird im Stundenmittelwert zwar aus den tatsächlich für das Verteilnetzgebiet gemessenen Windgeschwindigkeiten ermittelt. Zur Bestimmung der unterstündlichen Fluktuation wird allerdings auf historische Messdaten zurückgegriffen, welche für ein Gebiet in der geographischen Umgebung des zu analysierenden Verteilnetzes erhoben wurden.

Da vor allem die Stromerzeugung durch PV-Anlagen in Verteilnetzen einen hohen Einfluss auf den Netzausbaubedarf hat, wird für die Ermittlung generischer PV-Einspeisezeitreihen in Minuten-Auflösung ein Datensatz genutzt, der Strahlungsdaten in 15-minütiger Auflösung zur Verfügung stellt [75]. Mittels einer Datenanalyse werden die 15-Minuten-Zeitblöcke dafür zunächst in Variabilitätsklassen eingeteilt. Dabei ist jede Variabilitätsklasse durch bestimmte Charakteristika gekennzeichnet, z.B. dass eine bestimmte Anzahl an Overshootings³¹ oder Richtungswechseln des Strahlungsgradienten für sie typisch ist. Anhand dieser Informationen wird auf die Charakteristik der Solarstrahlung im Minutenbereich geschlossen. Somit werden aus historischen Solarstrahlungsdaten in 15-Minuten-Auflösung mittels einer Monte-Carlo-Simulation PV-Einspeisezeitreihen in 1- bis 5-Minuten-Auflösung erzeugt.

A3 AGENTENBASIERTE MODELLIERUNG

Zur möglichst identischen Abbildung des Kraftwerksparks und dessen Kosten in den Modellen REMix und AMIRIS werden außer den in Kapitel 4.3.3 beschriebenen Anpassungen der Output-Daten aus der Systemmodellierung technologische und ökonomische Parameter in das Modell AMIRIS übernommen. Die genannten Datenanpassungen sind in Abbildung 77 ersichtlich. Die Anpassungen der Output-Daten des Optimierungsmodells zur Nutzung als Input-Daten des agentenbasierten Simulationsmodells erfolgen über ein oben skizziertes halb-automatisiertes Verfahren.

³¹ D.h. durch Reflexion an Wolken wird ein höherer Strahlungswert gemessen als bei klarem Himmel (Clear Sky)

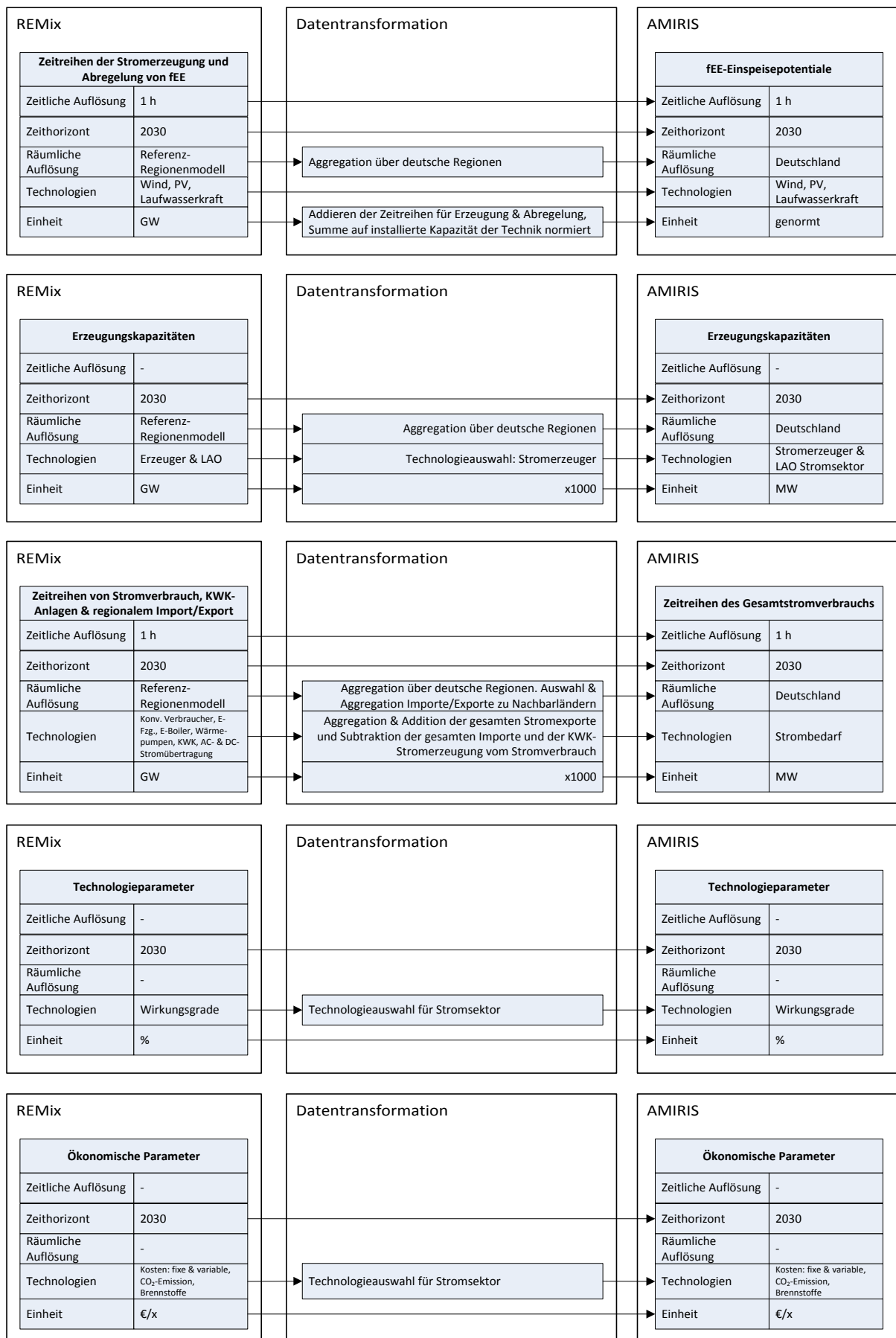


Abbildung 77: Eingangsdaten des Modells AMIRIS auf Grundlage von Ausgangsdaten des Modells REMix

B. DATENBLÄTTER

B1 ERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN

Tabelle 26: Technische und ökonomische Parameter konventioneller Kraftwerke [76]

Technologie	Baujahr	Brutto Wirkungsgrad	Netto Wirkungsgrad	Verfügbarkeit	Lebenszeit [a]	spez. ifische Investition [€/kW]	Amortisationszeit [a]	fixe Betriebskosten [% d. Invest.]	variable Betriebskosten [€/MWh]	Kosten Leistungsänderung [€/MW]
Braunkohle	1980	38,0%	35,5%	90%	40	1500	25	4	0,1	1,5
	1990	39,5%	37,0%	90%	40	1500	25	4	0,1	1,5
	2000	42,5%	40,0%	90%	40	1500	25	4	0,1	1,5
	2010	45,5%	43,0%	90%	40	1500	25	4	0,1	1,5
	2020	49,5%	46,8%	90%	40	1500	25	4	0,1	1,5
	2030	52,0%	49,1%	90%	40	1500	25	4	0,1	1,5
	2040	52,0%	49,1%	90%	40	1500	25	4	0,1	1,5
	2050	52,0%	49,1%	90%	40	1500	25	4	0,1	1,5
Steinkohle	1980	40,7%	37,0%	90%	40	1300	25	4	0,1	1,5
	1990	41,7%	38,0%	90%	40	1300	25	4	0,1	1,5
	2000	46,7%	43,0%	90%	40	1300	25	4	0,1	1,5
	2010	49,5%	45,8%	90%	40	1300	25	4	0,1	1,5
	2020	54,0%	50,0%	90%	40	1300	25	4	0,1	1,5
	2030	55,0%	50,9%	90%	40	1300	25	4	0,1	1,5
	2040	55,0%	50,9%	90%	40	1300	25	4	0,1	1,5
	2050	55,0%	50,9%	90%	40	1300	25	4	0,1	1,5
GuD	1980	42,9%	42,0%	96%	30	700	25	4	0,3	0,5
	1990	50,9%	50,0%	96%	30	700	25	4	0,3	0,5
	2000	55,9%	55,0%	96%	30	700	25	4	0,3	0,5
	2010	59,0%	58,1%	96%	30	700	25	4	0,3	0,5
	2020	61,0%	60,1%	96%	30	700	25	4	0,3	0,5
	2030	63,0%	62,1%	96%	30	700	25	4	0,3	0,5
	2040	63,0%	62,1%	96%	30	700	25	4	0,3	0,5
	2050	63,0%	62,1%	96%	30	700	25	4	0,3	0,5
Gasturbine	1980	27,4%	27,0%	95%	30	400	25	4	0,3	0,5
	1990	32,4%	32,0%	95%	30	400	25	4	0,3	0,5
	2000	37,4%	37,0%	95%	30	400	25	4	0,3	0,5
	2010	40,0%	39,6%	95%	30	400	25	4	0,3	0,5
	2020	44,0%	43,6%	95%	30	400	25	4	0,3	0,5
	2030	46,0%	45,5%	95%	30	400	25	4	0,3	0,5
	2040	47,0%	46,5%	95%	30	400	25	4	0,3	0,5
	2050	47,0%	46,5%	95%	30	400	25	4	0,3	0,5
Kernkraft	1980	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4	0,1	1,5
	1990	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4	0,1	1,5
	2000	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4	0,1	1,5
	2010	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4	0,1	1,5
	2020	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4	0,1	1,5
	2030	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4	0,1	1,5
	2040	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4	0,1	1,5
	2050	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4	0,1	1,5

Tabelle 27: Technische und ökonomische Parameter von Elektrolyseuren

Technologie	Baujahr	Wirkungs- grad	spezifische Investition [€/kW]	Amortisa- tionszeit [a]	fixe Betriebs- kosten [% d. Invest.]	variable Be- triebskosten [€/MWh]
Alkalisch	2030	61%	610	20	2	0,4
Alkalisch	2050	61%	610	20	2	0,4
PEM	2030	71%	320	20	2	0,4
PEM	2050	71%	320	20	2	0,4

Tabelle 28: Technische und ökonomische Parameter von fEE

Technologie	Investition 2030 [€/kW]	Investition 2050 [€/kW]	Amortisations- zeit [a]	fixe Betriebs- kosten [% d. Invest.]	variable Be- triebskosten [€/MWh]
Photovoltaik	994	903	20	1,0	0
Wind Offshore	1.800	1.300	18	5,5	0
Wind Onshore	980	900	18	4,0	0
Laufwasserkraft	4.899	5.030	60	5,0	0

Tabelle 29: Technische und ökonomische Parameter von CSP-Kraftwerken

Technologie	Jahr	Wirkungsgrad Speicher	Wirkungsgrad Kraftwerksblock	Speicherstunden	Anteilige Backup- Leistung	Verfügbarkeit	Kosten Solarfeld [€/kW _{th}]	Kosten Speicher [€/kW _{th}]	Kosten Kraft- werksblock €/kW _{el}]	Abschreibungs- zeitraum	fixe Betriebskosten [% d. Invest.]
CSP	2050	95%	37%	6	100%	95%	252	25	971	25	3%

Tabelle 30: Technische und ökonomische Parameter von Speicherwasserkraftwerken

	Wirkungsgrad Turbine	Wirkungsgrad Pumpe	Verfügbarkeit	Investition Spei- cher 2020 [€/kW]	Investition Spei- cher 2030 [€/kW]	Investition Spei- cher 2050 [€/kW]	Investition Pumpe [€/kW]	Amortisationszeit Turbine [a]	Amortisationszeit Pumpe [a]	fixe Betriebskosten [% d. Invest.]	variable Betriebskos- ten [€/MWh]
Speicher- wasserkraft	90%	89%	98%	1.469	1.507	1.565	640	60	20	5%	0

Tabelle 31: Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen

Anlagentyp									
	Kühlung	Verfügbarkeit	Stromkennzahl		Stromverlustkennzahl	Jahresnutzungszahl		Variable Kosten [€/MWh]	Leistungsänderungskosten €/MW
			2030	2050		2030	2050	C _{var}	C _{WaT}
Fernwärme-Braunkohle	0%	90%	0,6	0,65	0,15	82,5%	85%	3	2
Fernwärme GuD	0%	95%	1,2	1,25	0,15	85,5%	88%	1	0,5
Gas-BHKW	100%	98%	0,9	0,95	0	87,5%	90%	10	1
Biomasse-BHKW	0%	98%	0,45	0,5	0	82,5%	85%	10	1,5
Industrie-Steinkohle	0%	90%	0,45	0,5	0,15	79,5%	82%	3,5	2

Tabelle 32: Techno-ökonomische Parameter der konventionellen Spitzenlastkessel und elektrischen Kessel der KWK-Anlagen

Anlagentyp	Boiler		E-Boiler	
	Jahres-nutzungszahl	Variable Kosten [€/MWh]	Jahres-nutzungszahl	Variable Kosten [€/MWh]
Fernwärme-Braunkohle	80%	5	99%	0,5
Fernwärme GuD	90%	5	99%	0,5
Gas-BHKW	90%	5	99%	0,5
Biomasse-BHKW	85%	5	99%	0,5
Industrie-Steinkohle	80%	10	n.v.	n.v.

Tabelle 33: Angenommene CO₂-Emissionsobergrenzen (caps) der Stromerzeugung in den betrachteten Ländern in Mt/a

	2030	2050
Albanien	0,02	0,01
Österreich	13,3	4,0
Belgien	17,4	5,5
Bosnien-Herzegowina	3,5	0,7
Bulgarien	9,0	1,9
Kroatien	3,8	1,3
Tschechische Republik	16,3	3,9
Deutschland	122,8	35,6
Dänemark	9,1	2,2
Estland	2,4	0,6
Finnland	13,0	2,7
Frankreich	56,7	34,4
Griechenland	13,5	3,8
Ungarn	10,7	3,0
Irland	7,4	2,3
Italien	79,9	27,5
Lettland	1,7	0,9
Litauen	2,8	1,3
Luxemburg	1,0	0,3
Mazedonien	2,5	0,5
Montenegro	1,0	0,2
Niederlande	26,8	8,2
Norwegen	2,7	2,9
Polen	39,0	8,9
Portugal	13,3	3,8
Rumänien	13,6	3,6
Serbien	10,1	1,9
Slowakei	7,0	1,4
Slowenien	3,2	0,8
Spanien	77,3	24,4
Schweden	10,5	5,2
Schweiz	2,4	2,4
Großbritannien	83,4	25,2
Algerien	29,4	22,1
Marokko	19,5	18,6
Tunesien	8,9	6,0
Summe EUNA	734,7	268,0

B2 SPEICHERTECHNOLOGIEN

Tabelle 34: Technische und ökonomische Parameter von Stromspeichern

Technologie	Szenario-Jahr	Wirkungsgrad Laden	Wirkungsgrad Entladen	Selbstentladerate [%/h]	Verfügbarkeit	Investition Speicher [€/kWh]	Amortisationszeit Speicher [a]	Investition Konverter [€/kW]	Amortisationszeit Konverter [a]	fixe Betriebskosten [% d. Invest.]	variable Betriebskosten [€/MWh]
Adiabate Druckluftspeicher	2030	81%	86%	0,08%	95%	41	40	650	20	3	1
	2050	84%	89%	0,08%	95%	47	40	650	20	3	1
Lithium-Ionen-Batterien	2030	94%	94%	0,01%	98%	225	20	50	20	1	1
	2050	97%	97%	0,00%	98%	150	25	50	25	1	1
Pumpspeicher	2030	89%	89%	0,00%	98%	10	60	640	20	3	1
	2050	90%	90%	0,00%	98%	10	60	640	20	3	1
Vanadium-Redox-Flow-Batterien	2030	85%	85%	0,01%	98%	110	13	800	13	3	1
	2050	92%	92%	0,01%	98%	100	20	630	20	3	1
H ₂ -Kavernenspeicher ³²	2050	98%	98%	0,00%	100%	62	30			3	1
H ₂ -Druckspeicher ³²	2050	98%	98%	0,00%	100%	1.127	30			2	1

³² Betrifft ausschließlich das Einspeichern und die Entnahme von Wasserstoff. D.h. im Gegensatz zu beispielsweise Druckluftspeichern muss zusätzlich die Technologie für die Stromumwandlung berücksichtigt werden.

B3 STROMÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN

Tabelle 35: Technische und ökonomische Parameter von Stromübertragungstechnologien [77], [78]

Technologie	Kosten- Entwicklungspfad	Jahr	Verluste (Land) [%/1000km]	Verluste (See- kabel) [%/1000km]	Verluste Strom- richter	Kosten (Landverle- gung) [k/MW km]	Kosten (Seeverle- gung) [€/MW km]	Kosten Stromrich- ter [€/MW]	Amortisationszeit [a]	Amortisationszeit Stromrichter [a]	fixe Betriebskosten [% d. Invest]
HVDC	Kabel	2030	0,2	0,3	0,7%	2000	975	102.000	40	20	1,1%
HVDC	Kabel	2050	0,2	0,3	0,7%	2000	975	90.000	40	20	1,1%
HVDC	Freilei- tung	2030	0,4		0,7%	375		102.000	40	20	1%
HVDC	Freilei- tung	2050	0,4		0,7%	375		90.000	40	20	1%
HVAC	Kabel	2030	0,5			3460			40		1,1%
HVAC	Kabel	2050	0,5			3460			40		1,1%
HVAC	Freilei- tung	2030	1			346			40		0,2%
HVAC	Freilei- tung	2050	1			346			40		0,2%

B4 KRAFTWERKSPARKS IN DEN SZENARIEN

Tabelle 36: Installierte Stromerzeugungskapazitäten [GW] in den Szenarien (als Ergebnis der endogenen Ausbauoptimierung des Kraftwerksparks mit REMix, s. Kapitel 5)

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Albanien	GuD-Kraftwerke	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
	Gasturbinen & Motoren	0,0	2,3	2,3	0,0	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
	Biomassekraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9
	Photovoltaik	0,0	9,9	9,9	10,1	10,1	3,8
Algerien	GuD-Kraftwerke	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gasturbinen & Motoren	6,6	1,7	1,7	1,7	1,7	0,0
	CSP-Kraftwerke	8,5	25,3	29,9	26,6	35,3	25,4
	Biomassekraftwerke	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Photovoltaik	0,0	2,6	6,5	0,3	2,0	6,5
Österreich	Steinkohlekraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	3,5	2,2	2,1	3,0	3,3	1,0
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	9,3	3,7	3,7	3,7	3,7	5,5
	Biomassekraftwerke	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3
	Speicherwasserkraftwerke	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	4,2
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,0	3,9	3,9	3,9	3,9	5,6
Belgien	Photovoltaik	2,0	2,0	2,0	3,4	3,4	9,5
	Kernkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Steinkohlekraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	2,5	3,2	3,2	4,1	4,2	5,5
	Gasturbinen & Motoren	0,7	4,6	4,6	0,3	0,0	1,0
	Laufwasserkraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4
	Biomassekraftwerke	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	6,5
Bosnien-Herzegowina	Speicherwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Windkraftanlagen (Offshore)	1,0	12,5	12,5	14,0	14,0	2,7
	Windkraftanlagen (Onshore)	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	10,4
	Photovoltaik	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	29,7
	GuD-Kraftwerke	0,0	0,5	0,5	0,4	0,6	0,5
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,9	0,8	0,0	0,0	0,3
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
Bulgarien	Biomassekraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	2,0
	Photovoltaik	0,0	5,4	5,4	5,5	5,5	1,6
	Kernkraftwerke	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Braunkohlekraftwerke	1,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,0
	Steinkohlekraftwerke	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
	Gasturbinen & Motoren	0,1	1,9	1,9	0,0	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7
	Biomassekraftwerke	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2,3

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Kroatien	Speicherwasserkraftwerke	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	2,8
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	4,0
	Photovoltaik	1,3	13,4	13,4	15,3	15,3	9,1
	Steinkohlekraftwerke	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	0,2	0,9	0,9	1,0	1,2	0,5
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3
	Biomassekraftwerke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
	Speicherwasserkraftwerke	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	2,5
Tschechische Rep.	Windkraftanlagen (Offshore)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1,5
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3,7
	Photovoltaik	0,0	3,7	3,7	5,7	5,5	6,5
	Kernkraftwerke	4,1	3,0	3,0	2,9	2,7	4,8
	Braunkohlekraftwerke	1,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0
	Steinkohlekraftwerke	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	0,0	1,6	1,6	2,1	2,2	4,0
	Gasturbinen & Motoren	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
	Laufwasserkraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3
	Biomassekraftwerke	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	1,8
Dänemark	Speicherwasserkraftwerke	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	8,1
	Photovoltaik	2,6	2,6	2,6	9,0	10,2	9,2
	Steinkohlekraftwerke	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
	Gasturbinen & Motoren	0,5	0,0	0,0	5,2	3,4	0,0
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Biomassekraftwerke	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2,5
	Windkraftanlagen (Offshore)	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	6,7
	Windkraftanlagen (Onshore)	69,9	59,1	55,2	73,8	57,8	8,3
Estland	Photovoltaik	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	2,1
	GuD-Kraftwerke	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	1,0
	Gasturbinen & Motoren	0,3	0,7	0,7	0,7	0,6	0,0
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Biomassekraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,1	1,4	1,4	1,6	1,6	1,4
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,8	0,3	0,3	0,3	0,3	3,7
Finnland	Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3
	Kernkraftwerke	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4
	Steinkohlekraftwerke	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	0,5	1,3	1,2	0,8	0,9	0,0
	Gasturbinen & Motoren	0,5	3,3	3,4	3,0	3,1	0,3
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5
	Biomassekraftwerke	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1
	Speicherwasserkraftwerke	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	1,9
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,5	5,6	5,6	8,2	7,0	3,8
	Windkraftanlagen (Onshore)	11,5	2,0	2,0	2,0	2,0	15,6
	Photovoltaik	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	4,0

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Frankreich	Kernkraftwerke	53,7	0,0	0,0	0,0	0,0	14,4
	Steinkohlekraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	5,4	24,6	24,6	25,6	26,3	8,5
	Gasturbinen & Motoren	2,4	18,8	18,8	0,0	0,0	2,0
	Laufwasserkraftwerke	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	8,3
	CSP-Kraftwerke	0,0	1,8	1,8	1,8	1,8	0,5
	Biomassekraftwerke	3,9	4,0	4,0	4,0	4,0	16,0
	Speicherwasserkraftwerke	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	14,6
	Windkraftanlagen (Offshore)	2,4	38,5	38,7	11,1	26,8	14,6
	Windkraftanlagen (Onshore)	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	69,7
Deutschland	Photovoltaik	8,5	83,7	83,2	203,8	156,2	112,6
	Braunkohlekraftwerke	9,7	3,0	3,0	3,0	3,0	0,0
	Steinkohlekraftwerke	8,4	5,1	5,1	5,1	5,1	1,6
	GuD-Kraftwerke	9,9	10,0	10,7	12,3	12,6	13,0
	Gasturbinen & Motoren	1,6	22,6	21,9	0,2	0,2	3,0
	Laufwasserkraftwerke	3,6	4,4	4,4	4,2	4,2	4,2
	Biomassekraftwerke	3,9	3,8	3,8	3,8	3,8	12,1
	Speicherwasserkraftwerke	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,0
	Windkraftanlagen (Offshore)	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	28,7
	Windkraftanlagen (Onshore)	95,1	125,0	121,6	134,9	135,1	69,3
Griechenland	Photovoltaik	46,9	155,7	154,4	190,6	190,6	73,7
	Braunkohlekraftwerke	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	3,9	2,1	2,1	2,8	2,8	6,0
	Gasturbinen & Motoren	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
	Laufwasserkraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
	CSP-Kraftwerke	1,0	3,9	3,9	3,9	3,9	1,1
	Biomassekraftwerke	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2,3
	Speicherwasserkraftwerke	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	1,8
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	5,3
	Windkraftanlagen (Onshore)	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	10,7
Ungarn	Photovoltaik	38,0	14,0	11,3	26,1	15,7	21,7
	Kernkraftwerke	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6
	GuD-Kraftwerke	1,1	2,0	2,1	1,7	2,0	3,0
	Gasturbinen & Motoren	0,9	2,2	2,1	1,7	1,3	0,5
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Biomassekraftwerke	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	4,0
	Speicherwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	5,0
	Photovoltaik	0,1	19,5	19,5	21,5	21,5	6,4
	GuD-Kraftwerke	2,4	0,8	1,2	0,0	0,0	3,5
Irland	Gasturbinen & Motoren	0,5	0,0	0,0	4,6	4,1	0,5
	Laufwasserkraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
	Biomassekraftwerke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5
	Speicherwasserkraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
	Windkraftanlagen (Offshore)	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	5,4
	Windkraftanlagen (Onshore)	69,7	42,8	35,1	43,1	22,4	8,4
	Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5
Italien	Steinkohlekraftwerke	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	35,7	19,1	18,6	20,0	19,4	7,0

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Lettland	Gasturbinen & Motoren	1,9	8,9	9,4	4,0	4,8	1,5
	Laufwasserkraftwerke	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	3,9
	CSP-Kraftwerke	0,0	10,8	10,8	10,8	10,8	1,7
	Biomassekraftwerke	1,8	2,0	2,0	1,9	1,9	7,8
	Speicherwasserkraftwerke	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	12,2
	Windkraftanlagen (Offshore)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	11,0
	Windkraftanlagen (Onshore)	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	31,0
	Photovoltaik	84,2	101,8	102,0	130,0	130,3	139,6
	GuD-Kraftwerke	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	2,0
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
Litauen	Laufwasserkraftwerke	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,5
	Biomassekraftwerke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1,3
	Speicherwasserkraftwerke	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	0,0
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	3,3
	Windkraftanlagen (Onshore)	2,0	3,6	3,6	4,2	4,2	8,2
	Photovoltaik	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	4,9
	Kernkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6
	GuD-Kraftwerke	0,6	0,5	0,5	0,6	0,5	1,0
	Gasturbinen & Motoren	0,0	1,8	1,9	1,3	1,5	0,0
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Luxemburg	Biomassekraftwerke	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,8
	Speicherwasserkraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9
	Windkraftanlagen (Onshore)	4,8	6,6	6,6	6,7	6,7	10,3
	Photovoltaik	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	4,7
	GuD-Kraftwerke	0,4	0,2	0,3	0,2	0,3	1,0
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Biomassekraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7
Mazedonien	Photovoltaik	0,1	4,3	4,3	4,0	4,0	1,4
	GuD-Kraftwerke	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,6	0,5	0,0	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Biomassekraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3
Montenegro	Windkraftanlagen (Onshore)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7
	Photovoltaik	0,0	3,5	3,5	3,7	3,7	3,9
	GuD-Kraftwerke	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,0
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Marokko	Windkraftanlagen (Offshore)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Photovoltaik	0,0	1,2	1,2	1,3	1,3	0,6
	Steinkohlekraftwerke	2,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,0
	GuD-Kraftwerke	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gasturbinen & Motoren	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	CSP-Kraftwerke	4,5	18,9	18,9	24,4	22,8	12,9
	Biomassekraftwerke	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Niederlande	Windkraftanlagen (Onshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Photovoltaik	0,0	22,5	31,1	21,8	56,9	12,8
	Kernkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6
	Steinkohlekraftwerke	2,1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,0
	GuD-Kraftwerke	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0
	Gasturbinen & Motoren	0,7	10,7	10,7	12,9	10,0	1,0
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Biomassekraftwerke	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	4,5
Norwegen	Windkraftanlagen (Offshore)	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	7,6
	Windkraftanlagen (Onshore)	74,0	28,5	28,5	41,1	31,6	10,8
	Photovoltaik	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	50,6
	GuD-Kraftwerke	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gasturbinen & Motoren	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	18,3
	Biomassekraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5
	Speicherwasserkraftwerke	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	27,7
Polen	Windkraftanlagen (Offshore)	23,7	0,9	0,9	0,9	0,9	5,9
	Windkraftanlagen (Onshore)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	7,4
	Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
	Kernkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6
	Braunkohlekraftwerke	2,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,0
	Steinkohlekraftwerke	4,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
	GuD-Kraftwerke	0,8	2,9	2,9	2,8	3,2	2,0
	Gasturbinen & Motoren	0,1	5,0	5,0	2,9	0,8	0,5
Portugal	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
	Biomassekraftwerke	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	7,0
	Speicherwasserkraftwerke	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,5	17,6	17,6	21,4	21,3	2,4
	Windkraftanlagen (Onshore)	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	27,7
	Photovoltaik	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	31,3
	Steinkohlekraftwerke	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	3,1	2,0	2,1	2,0	2,1	2,5
Rumänien	Gasturbinen & Motoren	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5
	Laufwasserkraftwerke	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	1,9
	CSP-Kraftwerke	0,0	1,4	1,4	1,7	1,4	0,5
	Biomassekraftwerke	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5
	Speicherwasserkraftwerke	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	1,6
	Windkraftanlagen (Offshore)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	2,7
	Windkraftanlagen (Onshore)	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	9,5
	Photovoltaik	0,7	2,6	2,7	5,0	6,4	23,8
	Kernkraftwerke	1,4	0,7	0,7	0,7	0,7	1,6
	Braunkohlekraftwerke	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Steinkohlekraftwerke	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	1,1	1,8	1,8	2,3	2,3	2,5
	Gasturbinen & Motoren	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
	Biomassekraftwerke	1,5	1,4	1,4	1,5	1,4	3,0
	Speicherwasserkraftwerke	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	2,9
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Serbien	Windkraftanlagen (Onshore)	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	5,8
	Photovoltaik	2,0	2,0	2,0	4,3	4,2	6,6
	Braunkohlekraftwerke	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
	GuD-Kraftwerke	0,0	1,5	1,6	1,5	1,7	2,5
	Gasturbinen & Motoren	0,0	1,6	1,6	0,0	0,0	0,5
	Laufwasserkraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7
	Biomassekraftwerke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8
Slowakei	Windkraftanlagen (Onshore)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5
	Photovoltaik	0,0	13,1	13,1	14,1	14,1	6,4
	Kernkraftwerke	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Braunkohlekraftwerke	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Steinkohlekraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	0,6	1,0	1,0	1,0	1,1	0,5
	Gasturbinen & Motoren	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0,7
	Biomassekraftwerke	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	1,5
	Speicherwasserkraftwerke	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
Slowenien	Windkraftanlagen (Onshore)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	4,2
	Photovoltaik	0,6	5,3	5,3	6,4	6,4	5,2
	Kernkraftwerke	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	0,0	0,4	0,4	0,6	0,7	0,5
	Gasturbinen & Motoren	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,9
	Biomassekraftwerke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5
	Speicherwasserkraftwerke	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,0
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Spanien	Photovoltaik	0,3	1,5	1,5	2,5	2,5	4,7
	Kernkraftwerke	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2
	Braunkohlekraftwerke	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Steinkohlekraftwerke	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	26,9	9,3	8,1	6,6	3,2	13,0
	Gasturbinen & Motoren	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
	Laufwasserkraftwerke	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	4,0
	CSP-Kraftwerke	0,0	25,2	26,5	2,6	6,0	6,4
	Biomassekraftwerke	1,5	1,7	1,7	1,7	1,7	9,8
	Speicherwasserkraftwerke	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	10,9
Schweden	Windkraftanlagen (Offshore)	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	8,1
	Windkraftanlagen (Onshore)	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	46,0
	Photovoltaik	132,2	115,2	108,7	180,6	194,9	129,6
	Kernkraftwerke	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gasturbinen & Motoren	0,0	1,4	1,5	0,0	0,0	0,0
	Laufwasserkraftwerke	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	5,2
	Biomassekraftwerke	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	5,5
	Speicherwasserkraftwerke	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	14,7
	Windkraftanlagen (Offshore)	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	6,9
	Windkraftanlagen (Onshore)	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	15,3
	Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,8

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Schweiz	Kernkraftwerke	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	4,2	4,0	0,3
	Laufwasserkraftwerke	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	3,8
	Biomassekraftwerke	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1,5
	Speicherwasserkraftwerke	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	7,6
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,4
	Photovoltaik	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	24,0
Tunesien	GuD-Kraftwerke	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gasturbinen & Motoren	1,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
	CSP-Kraftwerke	2,6	20,1	19,1	25,2	25,2	6,4
	Biomassekraftwerke	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Windkraftanlagen (Offshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Windkraftanlagen (Onshore)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Photovoltaik	0,0	10,2	7,7	7,6	7,8	3,7
Großbritannien	Kernkraftwerke	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2
	Steinkohlekraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	GuD-Kraftwerke	15,7	11,3	10,9	10,5	10,8	14,0
	Gasturbinen & Motoren	1,3	20,8	21,0	22,4	17,7	3,0
	Laufwasserkraftwerke	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,6
	Biomassekraftwerke	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	5,5
	Speicherwasserkraftwerke	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2,7
	Windkraftanlagen (Offshore)	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	41,6
	Windkraftanlagen (Onshore)	37,5	49,9	52,1	67,0	66,8	30,2
	Photovoltaik	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	69,4

B5 JAHRESSTROMBEDARF IN DEN SZENARIEN

Tabelle 37: Jahresstromverbrauch [TWh] in den Szenarien

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Albanien	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	11,5	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,9	0,9	0,0
	Elektroautos	0,3	1,0	1,0	0,4	0,4	1,0
	E-Boiler	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Stromübertragungsverluste	0,5	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
	Wärmepumpen	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Algerien	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	101,4	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1	0,0
	Elektroautos	0,6	5,5	5,5	1,2	1,2	5,5
	Stromübertragungsverluste	0,7	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0
	Wärmepumpen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Österreich	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	70,1	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	9,3	9,3	0,0
	Elektroautos	2,7	9,0	9,0	4,0	4,0	9,0
	E-Boiler	0,6	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Stromübertragungsverluste	2,0	1,3	1,0	1,5	1,0	1,3
	Wärmepumpen	0,2	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Belgien	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	87,1	72,8	72,8	72,8	72,8	72,8
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	13,9	13,9	0,0
	Elektroautos	3,6	12,0	12,0	6,0	6,0	12,0
	E-Boiler	0,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	Stromübertragungsverluste	2,7	1,2	1,1	1,8	1,4	1,3
	Wärmepumpen	0,5	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Bosnien-Herzegowina	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	15,3	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,9	0,9	0,0
	Elektroautos	0,3	1,0	1,0	0,4	0,4	1,0
	E-Boiler	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Stromübertragungsverluste	0,3	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1
	Wärmepumpen	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Bulgarien	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	39,3	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	4,6	4,6	0,0
	Elektroautos	1,2	4,0	4,0	2,0	2,0	4,0
	E-Boiler	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Stromübertragungsverluste	0,6	0,5	0,5	0,7	0,5	0,5
	Wärmepumpen	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Kroatien	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	20,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	4,6	4,6	0,0
	Elektroautos	1,2	4,0	4,0	2,0	2,0	4,0
	E-Boiler	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Tschechische Rep.	Stromübertragungsverluste	1,1	0,5	0,9	0,3	1,0	0,2
	Wärmepumpen	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	69,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	9,3	9,3	0,0
	Elektroautos	2,1	7,0	7,0	4,0	4,0	7,0
	E-Boiler	0,8	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Dänemark	Stromübertragungsverluste	0,9	0,5	0,5	0,6	1,1	0,3
	Wärmepumpen	0,2	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	38,6	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	7,0	7,0	0,0
	Elektroautos	1,8	6,0	6,0	3,0	3,0	6,0
	E-Boiler	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Estland	Stromübertragungsverluste	3,4	2,9	2,7	2,8	2,5	2,4
	Wärmepumpen	0,1	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	10,3	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	1,2	1,2	0,0
	Elektroautos	0,3	1,0	1,0	0,5	0,5	1,0
	E-Boiler	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Finnland	Stromübertragungsverluste	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4
	Wärmepumpen	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	88,7	59,1	59,1	59,1	59,1	59,1
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	7,0	7,0	0,0
	Elektroautos	1,8	6,0	6,0	3,0	3,0	6,0
	E-Boiler	0,6	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Frankreich	Stromübertragungsverluste	1,3	0,7	0,7	0,6	0,7	0,1
	Wärmepumpen	0,1	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	466,2	415,0	415,0	415,0	415,0	415,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	85,8	85,8	0,0
	Elektroautos	21,9	73,0	73,0	37,0	37,0	73,0
	E-Boiler	1,2	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Deutschland	Stromübertragungsverluste	7,2	10,4	9,9	12,4	11,6	5,5
	Wärmepumpen	2,0	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	512,2	382,4	382,4	382,4	382,4	382,4
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	102,0	102,0	0,0
	Elektroautos	24,9	83,0	83,0	44,0	44,0	83,0
	E-Boiler	6,3	40,3	40,3	40,3	40,3	40,3
Griechenland	Stromübertragungsverluste	13,2	9,6	9,9	10,4	11,8	20,9
	Wärmepumpen	10,0	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	57,8	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	9,3	9,3	0,0
	Elektroautos	2,4	8,0	8,0	4,0	4,0	8,0
	E-Boiler	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Ungarn	Stromübertragungsverluste	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
	Wärmepumpen	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	46,4	37,4	37,4	37,4	37,4	37,4
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	4,6	4,6	0,0
	Elektroautos	1,2	4,0	4,0	2,0	2,0	4,0
	E-Boiler	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Irland	Stromübertragungsverluste	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,5
	Wärmepumpen	0,1	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	29,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	9,3	9,3	0,0
	Elektroautos	2,4	8,0	8,0	4,0	4,0	8,0
	E-Boiler	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Italien	Stromübertragungsverluste	0,3	0,7	0,5	0,9	0,6	0,1
	Wärmepumpen	0,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	330,5	309,3	309,3	309,3	309,3	309,3
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	74,2	74,2	0,0
	Elektroautos	18,6	62,0	62,0	32,0	32,0	62,0
	E-Boiler	2,4	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Lettland	Stromübertragungsverluste	3,3	6,4	5,7	7,8	7,0	4,8
	Wärmepumpen	1,0	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	8,2	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3	0,0
	Elektroautos	0,6	2,0	2,0	1,0	1,0	2,0
	E-Boiler	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Litauen	Stromübertragungsverluste	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Wärmepumpen	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	11,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3	0,0
	Elektroautos	0,9	3,0	3,0	1,0	1,0	3,0
	E-Boiler	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Luxemburg	Stromübertragungsverluste	0,2	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7
	Wärmepumpen	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	7,4	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0
	Elektroautos	0,3	1,0	1,0	0,2	0,2	1,0
	E-Boiler	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Mazedonien	Stromübertragungsverluste	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Wärmepumpen	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	11,1	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,9	0,9	0,0
	Elektroautos	0,3	1,0	1,0	0,4	0,4	1,0
	E-Boiler	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Montenegro	Stromübertragungsverluste	0,6	0,1	0,3	0,2	0,5	0,1
	Wärmepumpen	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	4,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0
	Elektroautos	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2
Marokko	Stromübertragungsverluste	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
	Wärmepumpen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	74,2	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1	0,0
	Elektroautos	0,5	5,0	5,0	1,2	1,2	5,0
Niederlande	Stromübertragungsverluste	2,9	1,5	1,4	2,2	2,1	4,9
	Wärmepumpen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	114,9	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	16,2	16,2	0,0
	Elektroautos	4,2	14,0	14,0	7,0	7,0	14,0
Norwegen	E-Boiler	1,4	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
	Stromübertragungsverluste	0,7	1,4	3,1	1,3	3,4	1,4
	Wärmepumpen	0,6	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	143,4	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	7,0	7,0	0,0
Polen	Elektroautos	1,8	6,0	6,0	3,0	3,0	6,0
	E-Boiler	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Stromübertragungsverluste	1,2	1,4	1,4	1,5	1,5	0,6
	Wärmepumpen	0,1	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	164,0	90,2	90,2	90,2	90,2	90,2
Portugal	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	27,8	27,8	0,0
	Elektroautos	7,5	25,0	25,0	12,0	12,0	25,0
	E-Boiler	1,4	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
	Stromübertragungsverluste	4,9	2,4	2,3	2,8	2,7	2,0
	Wärmepumpen	0,5	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rumänien	konv. el. Verbraucher	56,8	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	9,3	9,3	0,0
	Elektroautos	2,1	7,0	7,0	4,0	4,0	7,0
	E-Boiler	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	Stromübertragungsverluste	0,6	0,4	0,5	0,5	0,7	0,1
	Wärmepumpen	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	55,8	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	11,6	11,6	0,0
	Elektroautos	3,6	12,0	12,0	5,0	5,0	12,0
	E-Boiler	0,6	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Stromübertragungsverluste	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,4
	Wärmepumpen	0,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Serbien	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	43,9	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	4,6	4,6	0,0
	Elektroautos	1,5	5,0	5,0	2,0	2,0	5,0
	E-Boiler	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Stromübertragungsverluste	1,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5
	Wärmepumpen	0,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Slowakei	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	30,6	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3	0,0
	Elektroautos	0,6	2,0	2,0	1,0	1,0	2,0
	E-Boiler	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	Stromübertragungsverluste	0,4	0,5	0,4	0,6	0,6	0,6
	Wärmepumpen	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Slowenien	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	15,2	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	2,3	2,3	0,0
	Elektroautos	0,6	2,0	2,0	1,0	1,0	2,0
	E-Boiler	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Stromübertragungsverluste	1,4	0,6	1,2	0,5	1,5	0,4
	Wärmepumpen	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Spanien	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	361,1	326,2	326,2	326,2	326,2	326,2
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	58,0	58,0	0,0
	Elektroautos	17,1	57,0	57,0	25,0	25,0	57,0
	E-Boiler	1,5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
	Stromübertragungsverluste	2,7	6,3	3,3	11,7	7,1	3,1
	Wärmepumpen	0,4	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Schweden	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	141,7	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	13,9	13,9	0,0
	Elektroautos	3,6	12,0	12,0	6,0	6,0	12,0
	E-Boiler	0,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	Stromübertragungsverluste	1,5	1,7	1,7	2,0	1,9	2,4
	Wärmepumpen	0,3	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Schweiz	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	66,2	51,3	51,3	51,3	51,3	51,3
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	9,3	9,3	0,0
	Elektroautos	2,1	7,0	7,0	4,0	4,0	7,0
	E-Boiler	0,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Stromübertragungsverluste	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,2
	Wärmepumpen	0,2	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Tunesien	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	29,0	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0
	Elektroautos	0,2	2,0	2,0	0,5	0,5	2,0
	Stromübertragungsverluste	0,4	1,0	0,3	0,6	0,3	1,0
	Wärmepumpen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

		2030-Base	2050-Base	2050-CSP	2050-H2	2050-CSP&H2	2050-eHighway
Großbritannien	Gasturbinen & Motoren	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	konv. el. Verbraucher	338,9	250,5	250,5	250,5	250,5	250,5
	Elektrolyseure	0,0	0,0	0,0	92,8	92,8	0,0
	Elektroautos	24,0	80,0	80,0	40,0	40,0	80,0
	E-Boiler	2,3	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
	Stromübertragungsverluste	4,0	3,9	5,9	5,0	9,4	1,7
	Wärmepumpen	0,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8